Ministry of State
Science and Technology Canada

Ministère d'État
Sciences et Technologie Canada

Electric/Oil Hybrid Heating Systems

Canada

85-1352/

© Minister of Supply and Services Canada 1984

Cat. No. ST31-16/1984E

ISBN 0-662-13362-5

ELECTRIC/OIL
HYBRID HEATING SYSTEMS

Report Prepared by R.H. Clayton
Strategic Analysis Division
Ministry of State for Science and Technology
for the
Office of Energy Research and Development
Energy, Mines and Resources Canada

Research Funded by the
Panel on Energy Research and Development
With Additional Resources Provided Through
the National Energy Program

© Minister of Supply and Services Canada 1984
Cat No. ST31-16/1984E
ISBN 0-662-13362-5

TABLE OF CONTENTS

	Page
ACKNOWLEDGEMENTS	1
EXECUTIVE SUMMARY	3
CHAPTER ONE: CANADA'S ENERGY ISSUES	8
(a) Energy Supply and Demand	8
(b) Alternatives	8
CHAPTER TWO: CANADIAN OPTIONS FOR OIL SUBSTITUTION	14
(a) The Versatility of Oil	14
(b) Natural Gas	14
(c) All-Electric Systems	14
(d) The High Cost of All-Electric Heating	15
(e) Load Factor and Generating Mix	15
(f) Generating Mix and Electricity Costs	17
(g) The Characteristics of Hydraulic Systems	19
(h) The Limited Possibility of Other Offsetting Factors	19
(i) Peak Demand Problems: Hydro-Québec and Ontario Hydro	20
(j) The Problems Associated with Large Space Heating Markets	20
CHAPTER THREE: THE POTENTIAL OF THE ELECTRIC HYBRID SYSTEM	23
(a) Description of the Hybrid System	23
(b) Hybrid I: A Hybrid Heating System with Fixed Temperature or Time-of-Day controls	25
(c) Hybrid II: A Hybrid Heating System with Remote Control by the Utility	26
(d) Hybrid Heating in Any Given Building	28
(e) Simulations of Hybrid Heating Loads and Impact on Ontario Hydro and Hydro-Québec Total Systems	28
(f) Hybrid II in Practice: the Minnkota Power Peak of Saturday, January 9, 1982	29
CHAPTER FOUR: THE ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL BENEFITS OF HYBRIDS TO CANADA	32
(a) Contribution to Security of Energy Supply and Energy Self-Sufficiency	32
(b) Impact on Capital Markets	32
(c) Technical Advantages to Electric Utilities	37
(d) Economic Benefits to Electric Utilities	38
(e) Incentives for Using Hybrids and the Potential Economic Gains to Consumers	40
(f) Heating Fuel Costs: 1982-83	41
(g) Maintenance Costs	42
(h) Total Heating Costs: Capital Charges and Fuel	43
(i) Industrial and Technological Gains and Future Systems (Advanced Hybrid)	46
(j) The Export Market Potential of Hybrid Heating	47
CHAPTER FIVE: HYBRID SYSTEMS AND NATURAL GAS	50

Page

CHAPTER SIX: A FEDERAL APPROACH TO HYBRID HEATING 51

APPENDICES 52

I THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF NEWFOUNDLAND 52
II THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF NOVA SCOTIA 55
III THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF NEW BRUNSWICK (INCLUDES PRINCE EDWARD ISLAND) 58
IV THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF QUEBEC 61
V THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF ONTARIO 62
VI THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF MANITOBA 63
VII THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF SASKATCHEWAN 66
VIII THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF ALBERTA 69
IX THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF BRITISH COLUMBIA 72
X THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE TERRITORY OF THE YUKON 75

ACKNOWLEDGEMENTS

A great many people have contributed to the refinement of the hybrid heating ("dual energy") concept in general and to the preparation of this report in particular. I am happy to acknowledge their helpful contributions.

First of all, I must mention the vital contribution of my former colleague at the Institute for Research on Public Policy, the late Constantine Lafkas. If one person in Canada could be identified as the father of the hybrid heating concept, it would have to be Constantine Lafkas. It is not exaggerating to say that, without his insights on the nature of the costs of generating electricity and his imaginative approach to the resulting problems, this report would never have been written. It is hoped that through it, more Canadians will become familiar with the scientific work and ideas — which went far beyond the sole topic of energy — of this remarkable person.

It is also a pleasure to acknowledge the continued support and assistance of my colleagues at the Ministry of State for Science and Technology. The Director of the Strategic Analysis Division, Dr. David Henderson, was instrumental in ensuring the Ministry explored hybrid heating technology and, without his leadership, this project could not have been carried out. Also at MOSST, I should thank Mr. Manuel Chetcuti who gave generous editorial assistance through successive drafts.

The funding to support the research for this project was provided by the Department of Energy, Mines and Resources, through the Energy R&D Panel. I should like particularly to thank Dr. Peter Lumb of the Office of Energy Research and Development (OERD) for his support. Dr. Lumb also provided much helpful commentary on successive drafts and numerous suggestions which are reflected in this report. I am also happy to acknowledge the support of Dr. Peter Dyne, Director-General of OERD and Mr. Brian Cook of OERD.

A great deal of the research was provided by several provincial electric utilities. At Hydro-Québec, I should especially mention Mr. Jean-Paul Cristel, Directeur, Planification. Other major contributors from that utility include Ms. Cécile Dion, and Messrs. Jean Monette, Denis Payeur, André Guilbeault, Jacques Lemay, and Jean-Pierre Léveillé.

At Ontario Hydro, I should especially mention Mr. Gordon Patterson, Director, Energy Conservation and Utilization, and also Mr. Neil Mather, Supervisor of Rates Research. Other major contributors from Ontario Hydro include Messrs. Doug Code, Roy Hicks, Garry Pepper, Ms. Janice Robertson, Ms. May Tam, and Messrs. Paul Burke, Victor Stein, Rick Fleming, and Tom Bennett. At B.C. Hydro, Mr. Tim Newton, Division Manager, Energy Conservation, deserves special credit for orchestrating that utility's assistance to us. He was assisted in particular by Dr. Zak El-Ramly, and Messrs. Reg Racine and Hoy Lau. At Saskatchewan Power, the help of Messrs. Ken Kelln, Brian Curran and Randy Graham should be acknowledged and at Manitoba Hydro, that of Messrs. Lawrence Baraniuk, Art Derry, and Walter Gibson. Considerable help was received from an American utility, Minnkota Power, and I would like to thank Messrs. Mike Gustafson and Mel Nelson for their generous assistance. All of these utilities provided vital information in determining the practicality of the hybrid heating system from their own unique experiences and points of view.

It was also a pleasure to work with several research teams and consultants in the course of this project. Mr. Gary Kreps, who had previously been a part of the IRPP research team, made himself available once again to provide much of the detailed calculations on hybrid heating's potential from the electrical generating and oil demand points of view. Mr. Michael Jaffey undertook a major province-by-province assessment of hybrid heating's potential with regard to Canada's stock of buildings. He was ably assisted by Mr. Rick Moll of Statistics Canada. The work of all these persons helped to provide the bases for the arguments presented here. Mr. Barry Bruce-Briggs supplied the data and conclusions that went into the assessment of the U.S. market and export potential for hybrid heating systems. Mr. Tom Clarke of Stargate Consultants Ltd. carried out the assessments of the Canadian hybrid heating industry. Unies Consulting Ltd., and particularly Mr. Gordon Spafford, President, provided the data and conclusions on the interesting case of the electric hybrid potential (including gas/electric hybrids) in Manitoba, and also made a major

contribution towards determining the comparative costs of space heating with different fuels and heating systems. Lastly, the Ontario Research Foundation provided an assessment of the prospects for the gas/electric hybrid in general.

Numerous individuals in the federal government and other federal agencies offered helpful comments on hybrid heating in general and/or this report in particular as the project progressed. Major contributors in the Department of Energy, Mines and Resources included Messrs. Al Scott and Bill McGarry of the Electrical Energy Branch, Ms. Georgina Wyman and members of her staff of the Natural Gas Branch, and Mr. Len Good and others in the Energy Policy Analysis Sector. Mr. Gerald Beausoleil from the Department of Finance and Mr. Ken Vollman at the National Energy Board, and members of their staffs, also offered helpful comments. Mr. Brian Larkin of NRC, and Messrs. John Melvin and Ron Elliott of AECL must be mentioned for their very useful suggestions.

The private sector also provided much important input to the project. I should like to mention Mr. Jean-Pierre Cartier of P.S.C. Ltd., Mr. Sundar Raj of the Electrical and Electronic Manufacturers' Association of Canada (EEMAC), Mr. Juri Otsason of Consumers' Gas, Mr. Gren Yuill of Lion Industries, Mr. Cherif Menassa of Thermolec Ltd., Mr. Phil Lamarche of P.M. Wright Ltd., Mr. Herb Laks of Pylon Electric, and Mr. Harry West of Imperial Oil.

Last, but not least, I must acknowledge my secretary, Mrs. Bonnie McLoughlin, who typed the text of the report through numerous revisions with equal measures of competence and patience.

To all those who have contributed to the report, whether named or anonymous, I offer my sincere thanks. It only remains to add that all errors, interpretations and conclusions contained in this report are mine alone.

ELECTRIC/OIL HYBRID HEATING SYSTEMS

EXECUTIVE SUMMARY

Off-oil Strategy[1]

In 1980, the federal government's National Energy Program (NEP) established an "off-oil" conversion program designed to promote a rapid and effective shift from oil towards gas, electricity, renewable energy and coal. Unfortunately, unless unforeseen technological breakthroughs alter the situation, these potential alternatives are not as versatile as oil. Accordingly, a practical energy strategy for Canada should require that substitutes for oil be used wherever possible, and oil itself be retained for those applications where alternative energy sources are not readily adaptable, notably in transportation. A goal of the NEP, therefore, is to reduce the use of oil in the residential, commercial and industrial sectors to no more than 10 per cent of the total energy used in those sectors.

Alternatives to Oil for Space Heating[2]

One logical substitute for oil in space heating is natural gas. There is a very large domestic supply and, in many parts of Canada, the gas production and distribution infrastructure is already in place. However, while current prices will continue to encourage exploration for natural gas and its use in markets now served by oil, the technical opportunities for substantially improving the efficiency of Canada's total energy system by using gas to replace oil for space heating are limited. Transportation losses will figure more prominently in the future as the gas pipeline network is extended across the country and as the balance of new reserves come increasingly from frontier areas. In addition, as space heating demand is seasonal, the increased use of natural gas in this area will result in efficiency losses for the total Canadian gas transmission and distribution network (which includes industrial gas use). If the space heating market for natural gas were to grow relatively faster than the non-seasonal industrial market, the overall capacity utilization of the gas facilities would decline.

Whereas natural gas is not yet available in some areas of Canada, virtually every building in the country is wired for electricity. However, as electricity has been relatively expensive using current practices and as it is considered to be a "high quality" form of energy, it is generally seen as playing only a subsidiary role in space heating. To satisfy customer needs for all-electric space heating, utilities would have to have enough capacity at the generating plant (including adequate reserve), and in their transmission and distribution grids, to meet the highest possible demand, even if it occurs only once per year. In other words, all-electric space heating has a very poor load factor (the ratio of average kilowatts demanded to peak demand).

As the name suggests, "baseload" generating capacity is that which is in operation virtually all the time; it represents approximately 55 per cent of all generating plant in Canada. Intermediate plant (about 35 per cent of all capacity, generally coal-fired) is in operation some of the time, and peaking plant (about 10 per cent of capacity, generally oil- or gas-fired) comes into operation only infrequently. The distribution of load determines the appropriate types of equipment a utility requires; this will, in turn, affect the cost of electricity. In the long-run, baseload equipment gives the cheapest electricity, providing there is a large and assured market. From a cost standpoint, electric utilities would derive greater benefit from an improving capacity factor obtained from continuous stable loads. Such loads are not provided by all-electric space heating.

If oil were to be massively displaced by all-electric heating, using current practices and without compensating growth in other areas of use, the immense size of the market, particularly in Quebec and Ontario, would overburden the electric grid and intensify the peaking problems of utilities. The poor load factor of space heating would become characteristic of electricity as a whole and the uneven seasonal demand for space heating would cause severe deterioration of the overall efficiency of Canada's electricity generating plant. Additionally, the need for new generation, transmission and distribution facilities — much of which would stand idle most of the year — would put a strain on capital markets. In short, it would be more economical for utilities to sell greater amounts of off-peak electricity, than to add to their generating, transmission and distribution capacity to enable them to meet higher peak demands.

From the above, it should be clear that natural gas and all-electric systems for space heating both contribute to reducing oil consumption, but neither significantly improves the efficiency of Canada's total energy system.

Electric/Oil Hybrid Heating (Dual-Energy Heating)

There is another system that would reduce Canada's dependence on oil and, at the same time, increase the country's overall energy efficiency. The hybrid heating system (or "dual energy" heating system) involves the adoption not of a new technology but of a

[1] See Chapter One, *Canada's Energy Issues*, in main body of the report.
[2] See Chapter Two, *Canadian Options for Oil Substitution*.

new operational technique — the use of electricity for space heating during periods of off-peak electric demand, and the use of oil when the demand for electricity is peaking — thereby filling in the valleys in the demand curve for electricity. Using this method maximum end-use efficiency is wrung out of the electric grid, and less expensive baseload generating plant and intermediate plant, where necessary, are substituted for oil. The main focus of this study is on the electric/oil hybrid in the residential sector, although this system could be adapted to space heating in the commercial and industrial sectors as well.

The Ministry of State for Science and Technology, with the support of Energy, Mines and Resources Canada, undertook this study to examine the potential benefits of hybrid heating and to answer technical questions on its impact and use. Also, an objective of this study was to involve federal and provincial governments, electric utilities and interested firms in an examination of hybrid heating which would lead them to further explore its benefits and, if appropriate, to initiate action to cause its widespread adoption.

Description of Hybrid System[3]

Approximately 35 per cent of all Canadian buildings already have an oil furnace. Converting them to hybrid heating systems can be achieved most simply by installing an electric heater in the furnace's plenum. Furthermore, with the exception of the coldest periods in Canadian winters, only a moderate amount of power is required to keep most buildings warm — the type of power that the existing electric grid can easily provide. In a hybrid system, the back-up oil furnace can be made to operate only at times when there is peak demand on the electric grid. Actual tests by Ontario Hydro, AECL and Hydro-Québec, and the implementation of hybrid heating by the Minnkota Power Co-operative in the northern United States, have shown that this system results in a significant improvement in the capacity factor of the electric grid.

There are two types of hybrid systems technically available. Most of the effort in Canada has concentrated on the "Hybrid I" system. In this method, electricity provides baseload heat from September to June, except when the outside temperature drops below a pre-set value or at a designated time of day. Below the specified temperature and/or during diurnal peak demand, a storable source of heat, such as oil, is used instead of electricity. In a Hybrid I system the control over the switching between the electric and oil heating sources is located within the building itself. Equipment for use in single family dwellings is now available. Appropriate equipment for use in large buildings has been developed, but is not yet available on a mass-production basis. Control systems for such equipment have not yet been developed in detail, although they would be able to use most of the same circuitry as in smaller plenum heaters.

Hybrid I contributes to a measure of stabilization in electrical demand and in the costs of electricity. Eventually, however, it will add to peaking problems — although not nearly as much as all-electric systems — because there is no error-free mechanism to shut the electric heater down when the grid is heavily burdened from other uses. The Hybrid I system, therefore, should be regarded as an introduction to a far more sophisticated control system which can be labelled "Hybrid II".

The Hybrid II system is superior to Hybrid I in that it provides the bulk of the space heating requirements of a building, but does not add at all to the peak demands of the utility. Capacity is allocated to heating only when it is not needed for other purposes; i.e., when it is "off-peak". When total electricity demand approaches capacity, the utility switches off a sufficient number of heaters by remote control, so as to provide enough electricity to satisfy this increasing demand. The heaters can then be reconnected progressively in the same way, as the demand declines.

The immediate and widespread implementation of Hybrid II would not be difficult to achieve in Ontario and Quebec. It would involve the installation of up to 15 Kw of electric heating capacity in those single-family houses presently heated with oil. This would not, even at maximum usage, overload the existing grid, and yet it would displace up to 95 per cent of all oil used for space heating in a given building.

Although the two central Canadian provinces have the greatest potential for the conversion of oil-based space heating to electric/oil hybrid heating, significant gains could be made in Newfoundland, New Brunswick, Manitoba, Saskatchewan, Alberta and British Columbia (especially on Vancouver Island). Nova Scotia might be able to benefit from hybrid heating in the future, but at present it lacks the appropriate amount of surplus baseload electricity.

Economic Benefits of Hybrid Heating[4]

By comparing projected heat demand with the surplus electric capacity of several provinces, this study has determined that for the 1979-80 heating season about 80 per cent of Canada's total oil space heat could theoretically have been provided electrically if all oil-heated buildings (residential, commercial and industrial) had been connected in a Hybrid II network. Displacement of the equivalent of 250,000 barrels of crude oil per day, or 91.3 million barrels a year, could have been realized in Ontario and Quebec alone. Such a reduction would represent savings to the federal government of $1.33 bil-

[3] See Chapter Three, *The Potential of the Electric Hybrid System.*

[4] See Chapter Four, *The Economic and Technological Benefits of Hybrids to Canada*, Sections (a) and (b).

lion in oil compensation payments for 1983, $1.43 billion for 1984 and $1.70 billion for 1985 (based on EMR projections for oil import subsidies), and would also make a major contribution to achieving oil self-sufficiency in this country.

As well, by increasing overall energy efficiency, hybrid heating would help in keeping down Canadian energy prices, relative to other countries. This would contribute to the industrial sector's competitive stance and enhance its ability to penetrate foreign markets. Such an advantage is largely possible because of the availability in Canada of substantial amounts of cheap, baseload electricity.

The use of electric/oil hybrid systems for space heating would provide an industrial opportunity for Canadian electrical products manufacturers. Five designs for residential hybrid heating equipment have so far been accepted by the Canadian Standards Association. Based on 1,280,000 potential installations, the estimated wholesale market value of plenum heaters for the residential sector in Ontario and Quebec using a Hybrid I system is $640 million. The market value for remote switching equipment necessary for a Hybrid II system in these provinces is approximately $768 million. If electric utilities were to offer differentiated rates for space heating in a hybrid system (i.e., lower rates for off-peak electricity), the electric heaters could be metered separately. The wholesale market value of these meters is estimated to be $384 million.

The adoption of hybrid heating would not place a strain on Canadian capital markets. Hybrid heating uses existing generation, transmission and distribution plant, and the costs to a utility of providing marginal power from existing facilities is extremely low. Accordingly, these expenses do not involve recourse to capital markets. Moreover, the hybrid system's use of surplus off-peak power would not necessitate the investment in new generating plant which would be required by the adoption of all-electric systems. In the case of Hybrid II systems, the utility would have to incur some capital expenditures for appropriate remote control equipment. However, these costs would be lower than those of expanding generating plant and upgrading transmission and distribution facilities. Based upon available data, the capital expenditures needed for the widespread implementation of hybrid heating would be at most ten per cent of that required for all-electric heating.

Natural gas, by contrast, requires a substantial investment in pipeline construction before it can be effectively used as an oil substitute. If one calculates the additional call on capital markets required for a Hybrid II system, as compared with the capital needed for the proposed eastward extension of the natural gas pipeline (including local installation costs), the latter exceeds the former by between $1.3 billion and $1.9 billion.

Benefits to Electric Utilities[5]

The adoption of electric/oil hybrid heating would result in significant advantages to electric utilities. The demand placed on the utility's generating plant throughout the heating season by the adoption of hybrid systems in otherwise oil-heated homes would raise the annual load factor to 85 per cent from its present value of 65 per cent and improve the capacity factor to 75 per cent from the present 46 per cent. Most of the load would thus be "base", with a small amount of "intermediate" and no "peaking" load.

In Canada, existing baseload and intermediate systems could theoretically have been called upon in the 1982-83 heating season to supply about 60 per cent more electricity than they now generate for space heating purposes, without significantly increasing operating costs. An additional total of about 145 billion kWH of baseload electricity could be generated and distributed off-peak at a marginal cost to the utilities of about 2.3¢/kWH or less, much lower than the current average rate. Under ideal conditions, a utility with optimum plant could charge as low as 0.5¢/kWH for off-peak power in a hybrid system. These figures are, of course, theoretical, and the full use of off-peak capacity would take several years to achieve. The potential is, however, very large and most of it could be realized.

If a Hybrid II system were adopted, the back-up heating system could be brought immediately into service by the utility when power is needed for reallocation to other uses, thus rendering the system self-adjusting. Hybrid II can also provide strong protection against the dangers of a system breakdown by enabling the utilities to shut down heaters over a wide area by remote control.

Until very recently, the two largest Canadian utilities, Ontario Hydro and Hydro-Québec, had been reluctant to embark upon large-scale promotion of hybrid heating as they believed they had enough peak generating capacity to permit the widespread adoption of all-electric space heating. Now, however, they are showing active interest in hybrid heating systems. Within the past year, each has announced non-taxable grants, over and above the federal government's Canadian Oil Substitution Program (COSP) grant, to encourage subscribers with oil furnaces to convert to electric/oil hybrid heating.

Benefits to Consumer[6]

The achievement of the government's off-oil objective will depend not only on the number of conversions away from oil but also on the swiftness of such conversions. Paradoxically, more rapid progress could be made

[5] See Chapter Four, Sections (c) and (d).
[6] See Chapter Four, Sections (e) to (h).

by the adoption of hybrid heating (in which a small amount of oil plays a back-up role) than by the adoption of all-electric systems (which would be restricted to a relatively small number of dwellings because of present limitations in transmission and distribution and eventual limits in generating capacity).

Based on fuel costs alone (1982-83 figures representative of Ontario and Quebec), the consumer has little or no incentive to purchase a hybrid heating system. If capital expenditures for conversion are introduced into the analysis, however, hybrid heating systems become more attractive. Such systems are less expensive to retrofit than all other alternatives except the conversion gas burner, but more expensive to install as a new system than all-electric furnaces and bottom-of-the-line natural gas furnaces. They are, however, even as new systems cheaper than either electric baseboards or high efficiency natural gas condensing furnaces.

Summarizing all costs for the consumer in choosing alternatives to oil in space heating, presently the least expensive substitute is natural gas, followed by hybrid heating, with all-electric heating the most costly. If, however, the savings resulting from the increased efficiency of hybrid heating systems were to be passed on to consumers in the form of differentiated rate structures which reward the purchase of off-peak electricity and penalize its purchase of peak demand, electric utilities could make it less expensive than natural gas and thus encourage consumers to adopt hybrid heating systems. Hydro-Québec is already developing a differentiated rate structure for hybrid systems.

Depending on how the relationship between the prices and rate structures of electricity and natural gas evolves in the years ahead, hybrid electric/oil heating systems could become economically much more attractive to the potential consumer of natural gas. While existing data suggest that this is likely to be the case, changes in prices and rate structures are impossible to forecast with certainty.

Implications for Natural Gas[7]

The adoption of preferential rates for off-peak electricity for space heating, unless it were countered by a significant revision in residential gas pricing policies, could very well result in the widespread penetration of the space heating market by electric/oil hybrid systems and thereby limit the expansion of natural gas sales. This would result in the loss of substantial royalties by the gas producing provinces and in a slow-down of their economic development. Accordingly, if electric/oil hybrid systems were introduced on a wide scale, it would become important to open alternative markets for natural gas so as to ease the hardships associated with the loss of the space heating market, on the utilities and the producing provinces.

One market with great potential for natural gas is found in the process heat requirements of Canadian industries. The federal government has announced measures to ensure the penetration of natural gas into this area. These measures include grants to meet half the cost of conversion to gas by industrial, commercial and private institutions, as well as restrictions on the licencing of the import of residual oils (which are undercutting the price of gas for industrial use) and the facilitation of exports of residual oil.

Another opportunity for the use of natural gas is its conversion into methanol, a high-octane unleaded motor fuel, for use in both gasoline and diesel engines. The market value of natural gas would be much higher as a transportation fuel than it would be in space heating. As well, since natural gas is the cheapest feedstock for producing methanol, synthetic transport fuels made from natural gas would likely be cheaper than U.S. synfuels made from coal. There could be a large export market for Canadian natural gas, not only in its primary form but also converted to higher-value energy products, and this could be very important to Canada's petrochemical industry.

However, it must be recognized that vast amounts of natural gas, which could be converted into methanol, are at present being flared in the world's major oil fields. As well, a significant drop in the price of natural gas would encourage its conversion into methanol even where it is not being flared.

Conclusions[8]

The early and widespread adoption of electric/oil hybrid space heating for Canadian homes would: (a) help achieve national energy security and self-sufficiency by rapidly reducing Canada's dependence on imported oil; (b) relieve the federal treasury of the burden of substantial oil import compensation payments; (c) enable electric utilities to increase sales significantly from existing plant; (d) delay the need for investment in new electricity generation, transmission and distribution facilities; (e) help keep down the cost of space heating to consumers, while still allowing utilities to achieve reasonable profits, if off-peak rates are set at appropriate levels; (f) provide industrial opportunities for Canadian electric products manufacturers; and (g) give Canadian industry a comparative advantage in the competition for world trade through the lower energy prices that would accompany the more efficient use of electrical generation systems.

[7] See Chapter Five, *Hybrid Systems and Natural Gas*.

[8] See Chapter Six, *A Federal Approach to Hybrid Heating*.

It should be noted as well that hybrid heating would increase the competition with natural gas in the residential heating market and might result in the need for natural gas utilities to either reassess their pricing or accept lower market shares.

In summary, given present conditions, and based on the best available cost projections, experimental data and actual tests, it is the conclusion of this study that electric/oil hybrid heating systems offer the greatest efficiency and financial benefits of the various space heating alternatives.

CHAPTER ONE: CANADA'S ENERGY ISSUES

(a) Energy Supply and Demand

In 1979, about 57 percent of Canada's secondary[1] or end-use energy came from oil (Figure 1)[2]. This is almost the same proportion as five years earlier. But while Canada was, on balance, still self-sufficient in oil in 1974, by 1979 it had become dependent on net imports for 20 per cent of its needs. At $40 (Cdn). per barrel — sixteen times the price of oil in the last years of Canadian self-sufficiency (1973-74) — the net oil import bill had reached $6 billion annually by 1981 and that year the federal government was spending over $3 billion a year on domestic oil equalization payments.[3]

More recently, owing to conservation, substitution and a general slowdown in economic activity, net imports have dropped considerably and it is expected that in 1983 they will be negligible. All the same, unless some new factor changes the supply/demand balance permanently, Canada's dependence on imported oil is bound to become serious again in the future. This is illustrated in Figures 2 and 3 for 1990 and 2000 respectively. These figures provide a general idea of Canada's energy supply and of its future requirements. The projections in Figures 2 and 3 are based on a forecasted overall energy consumption growth rate of 2 percent a year for the period 1980-2000, a substantial drop from the 1975 rate of 3.5 percent.

No physical constraints are expected to prevent natural gas, coal, and electric generating resources from supplying their projected shares of energy requirements in the years ahead. However, Canada's domestic oil reserves are not likely to be adequate to supply the country's oil requirements.

In 1979, Canada produced 250,000m^3 (1,700,000 barrels)/day of crude oil. But according to recent projections by the National Energy Board,[4] even an optimistic forecast (the N.E.B.'s "modified base case") suggests that in 1985 only 200,000 m^3 (1,300,000 barrels/day will be available from domestic production. Under the best circumstances, a return to 1980 production levels could not be achieved until 1995, and then only if enough additional tar sand projects came on stream. The N.E.B.'s more conservative "base case" forecast predicts that only 192,000 m^3 (1,250,000 barrels)/day will be produced in 1985, and that production will continue to drop to 157,000 m^3 (900,000 barrels)/day by 1995. The N.E.B.'s more optimistic forecast is predicated on an oil-pricing regime structured to encourage private development of new and frontier resources on a wide scale. No new tar sand development has occurred to date; indeed, private capital has withdrawn from near-term projects.

The projections displayed in Figures 2 and 3 show that even using the N.E.B.'s "modified base case" of domestic oil availability, there is likely to be quite a gap in 1990 and 2000 between domestic supply and domestic requirements — labelled "POTENTIAL UNFILLED SUPPLY REQUIREMENTS" on the charts.

(b) Alternatives

Natural gas and electricity are the most obvious alternatives to oil in the space-heating and industrial sectors. Technically, both can be used to replace oil in a number of applications. However, if they continue to be substituted for oil only in the traditional manner, the overall efficiency of Canada's energy system will not be improved, even though efficiency will become increasingly important owing to rising costs.

Aside from the fact that there is a secure domestic supply of both natural gas and electricity, the reasnn for using these fuels instead of oil is that they are currently cheaper. But the real costs of gas and electricity are also growing, with deleterious economic effects. If greater efficiency could be achieved, real energy costs could be actually reduced.

Considerable potential exists for improving the utilization of Canada's energy system and, hence the country's overall economic efficiency. This is particularly true of the electrical sector. In 1979, the most recent year for which comprehensive energy statistics are available, Canada had a national electric generating capacity of 72,000 megawatts, which could generate 631 billion kilowatt-hours (kWH) a year if run continuously. Indeed, from August 1979 to July 1980, this capacity was drawn upon for only 293 billion kWH for an overall capacity factor of 46 percent (49 percent during the heating season). This means that, on average, the equipment stands idle more than half the time.

A few calculations will serve to illustrate the potential benefits which would be achieved as a result of improved efficiency in Canada's electric grid. If (say) half of the 388 billion kWH hours of electricity theoretically available (but not used) from Canada's generating plant could be put to work, and if consumers were charged two-thirds of the normal price (2.4/kWH rather than 3.6/kWH) for this "off-peak" electricity, this would:

(i) return $4.7 billion a year to Canadian electrical utilities without increasing their physical plant requirements, thus easing their debt service and amortization burdens significantly, to the ultimate benefit of consumers, while limiting utilities expenses to the marginal cost of fuelling existing plant at "off-peak" times;

(ii) delay the need to build much new generating plant, thus reducing utilities' demand for scarce capital on the money market; and

FIGURE 1

CANADA'S SECONDARY (END-USE) ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE 1979

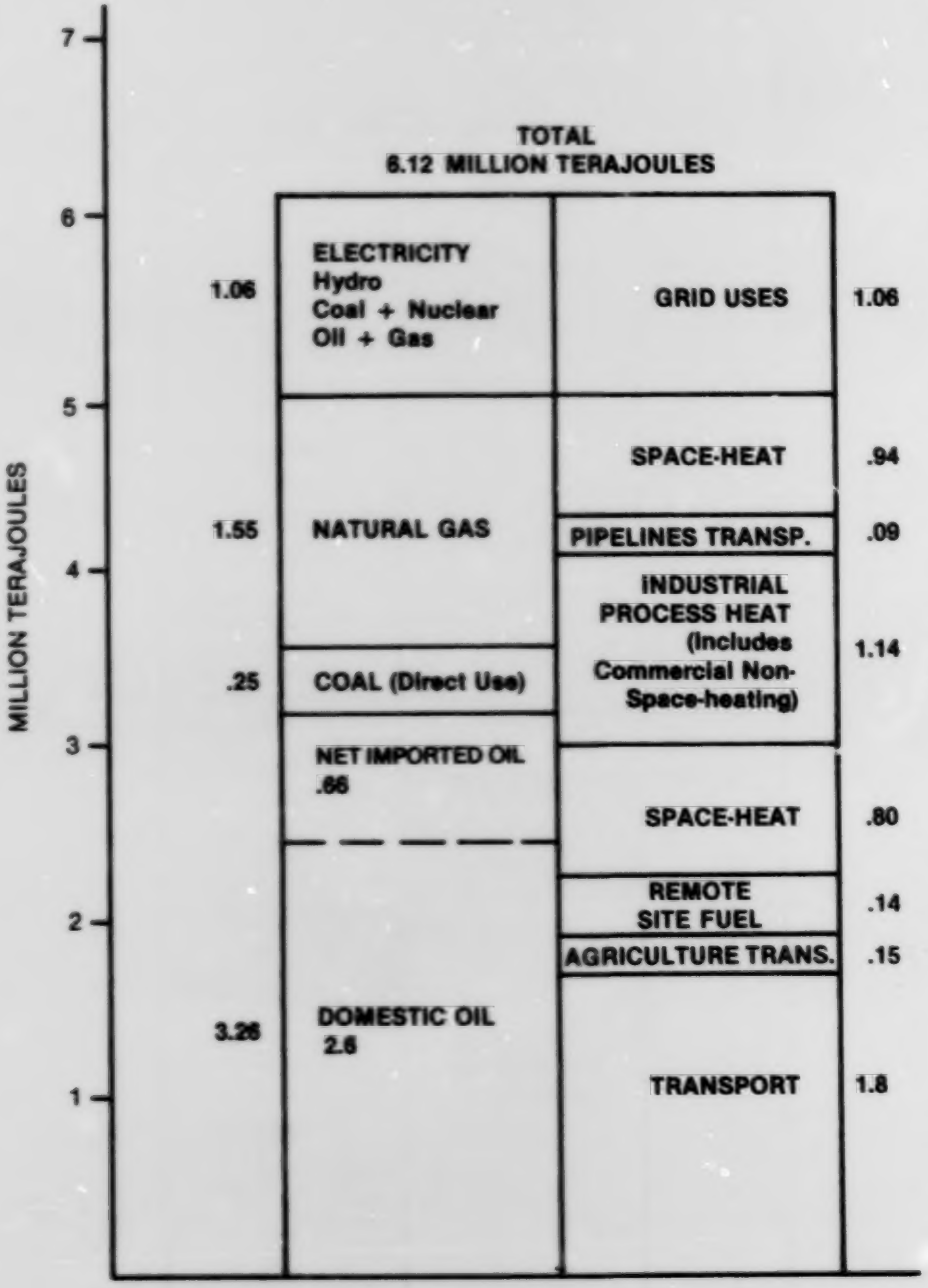


FIGURE 2

CANADA'S PROJECTED SECONDARY (END-USE) ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE, 1990

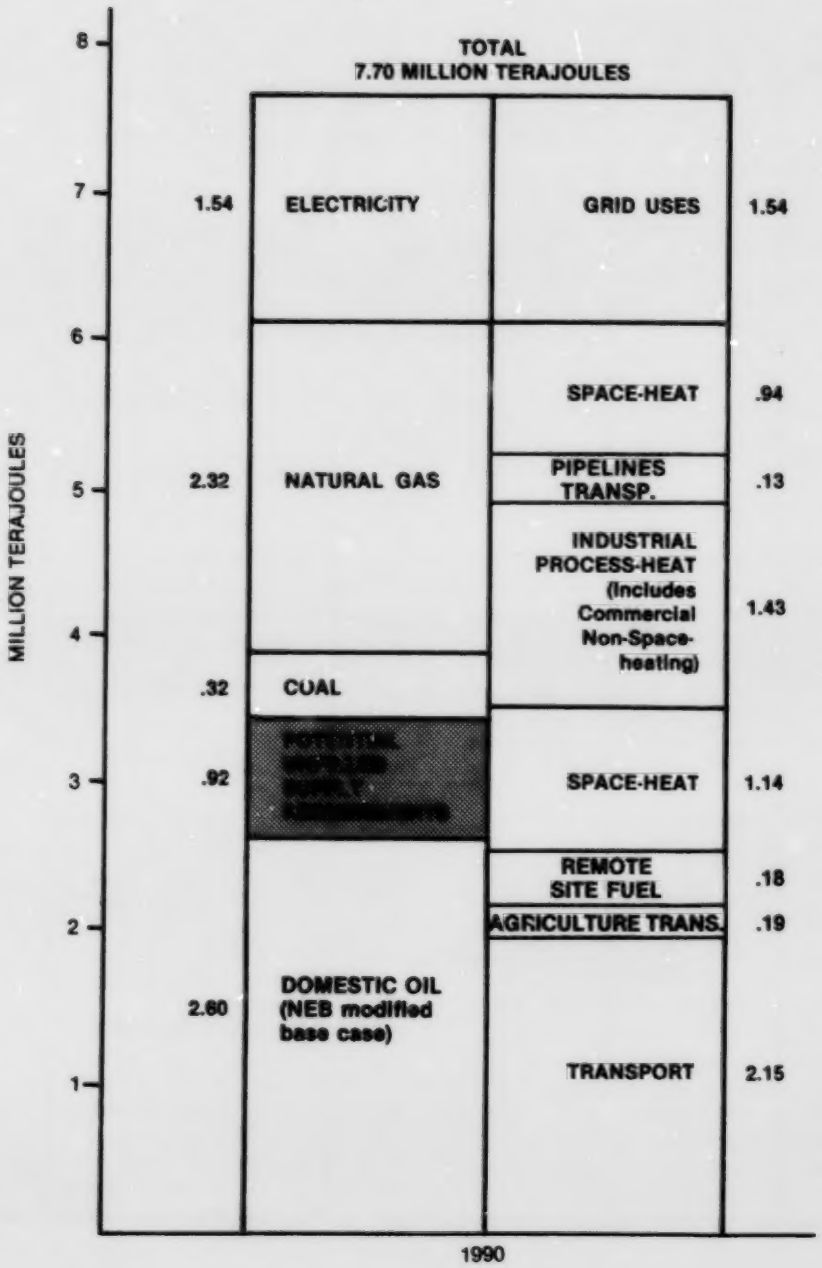
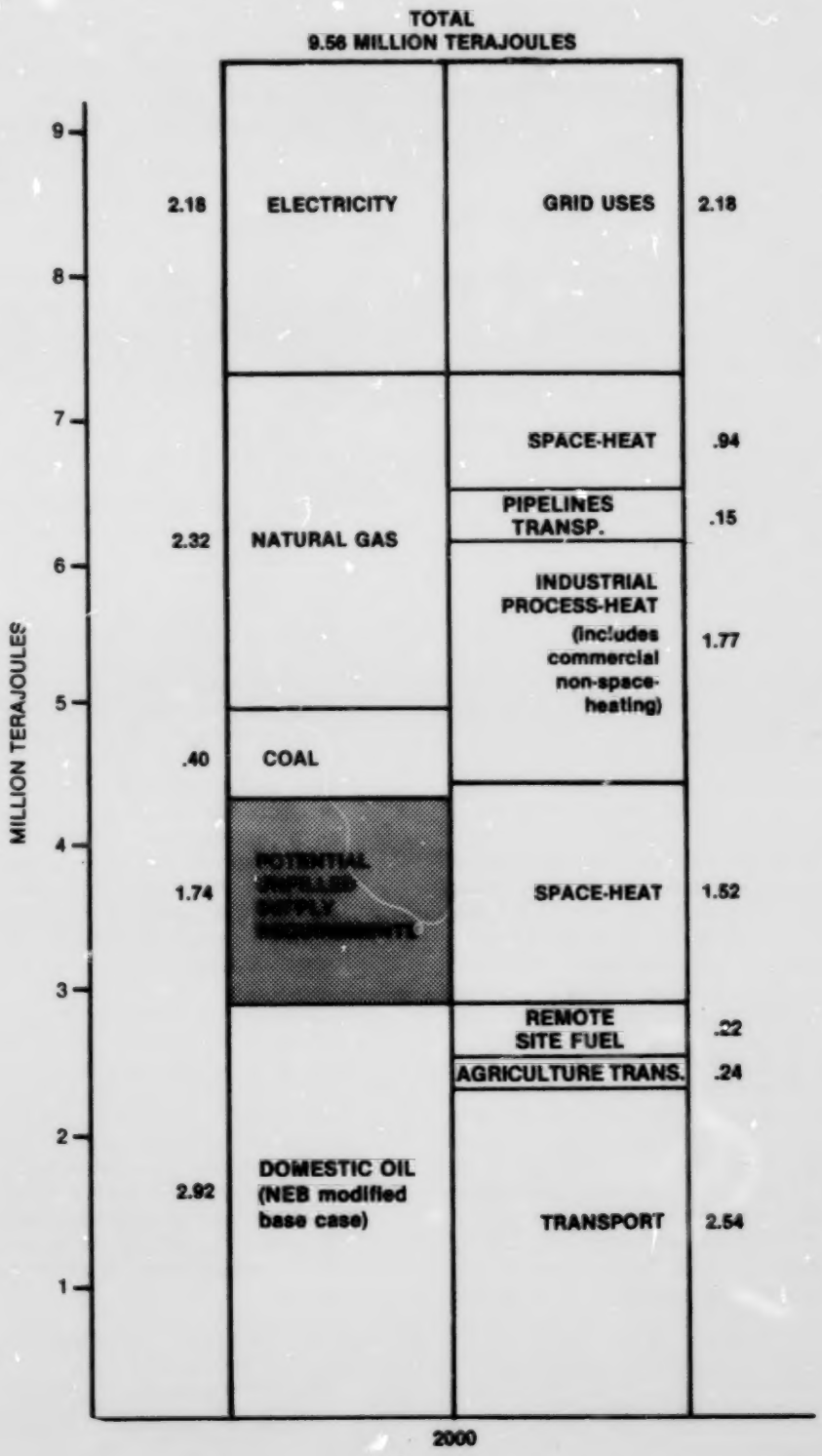


FIGURE 3

CANADA'S PROJECTED SECONDARY (END-USE) ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE, 2000



(iii) provide considerable amounts of energy to business and consumers at lower average prices than would be the case at lower capacity utilization.

Hybrid heating is a technique that would make it possible to draw heavily upon electric capacity that stands idle much of the time. The use of electricity in hybrid heating systems is designed specifically to increase the load on Canada's electric generating capacity without increasing the need to build more plant. If implemented in those regions where baseload electricity is cheap, it would improve the overall efficiency of Canada's energy system at competitive prices. It is a relatively simple and well-tested technique, ideally suited to Canada's energy resource base.

The mechanics, benefits, and conditions of widespread implementation of hybrid heating are the subjects of this report.

NOTES ON CHAPTER ONE: CANADA'S ENERGY ISSUES

1. The report will refer to three levels of energy, namely:

   PRIMARY ENERGY

   — crude oil at the wellhead
   — natural gas entering the Trans-Canada Pipeline
   — coal or uranium at a thermal generating plant or water falling over a dam

   SECONDARY ENERGY

   — oil delivered to a building's tank
   — natural gas going through a building's meter
   — electricity at a building's entrance

   TERTIARY ENERGY

   — space heat in a building

   For oil, there is approximately a 20 percent energy loss in refinery transformation between the primary and secondary stages, and an additional 40 percent loss of the oil delivered (at a furnace efficiency of 60 percent) between secondary and tertiary. There are losses for natural gas as well, mostly in transportation pipelines. However, while the primary/secondary loss for gas may be similar to, or greater than, the loss in oil refining (depending on pipeline transportation distances) secondary/tertiary losses are in general similar — roughly 40 percent (furnace efficiency of 60 percent). For electricity, there is a primary/secondary loss of about 65-70 percent in the case of thermal generation. Hydraulic generation losses are usually 5-10 percent but they are often calculated as if they were the same as thermal. (This is due to a statistical convention adopted to accommodate the energy accounting convenience of countries with electricity mostly generated by thermal plants. This convention distorts the primary energy efficiency of countries such as Canada with large amounts of hydraulic electricity, in order to ensure comparability at the more significant secondary level.) In either case there is a further 10 percent loss in primary/secondary transformation in the transmission and distribution network. However, the secondary and tertiary energy figures are identical — electricity is virtually 100 percent efficient at point of use.

2. Figure 1 is drawn from *Detailed Energy Supply and Demand in Canada*, Statistics Canada, 1979, Ottawa, series 57-207. It must be emphasized that this is a picture of the system in 1979. Certain essential features of supply and application will remain steady over time, but details change year to year. The height of the bars is proportional to the quantities of energy supply and use. The diagram does not include energy derived from wood and used mainly by the forest industries or other self-supplied sources of energy. All energy is shown here at the secondary stage (i.e., refined energy products available to the consumers, e.g., light fuel oil or gasoline) but it is before its use by the equipment involved (e.g., the furnace or automobile). Hence, in the case of fossil fuels, a further adjustment for thermal efficiency must be made to obtain a truly comparable "index" of final output, i.e., tertiary energy.

   Statistics on secondary energy use are published for economic sectors such as residential and farming, industrial and commercial. However, the important factor in energy demand is the application to practical purposes such as space heating, lighting, movement of goods; it is in this way that we present secondary demand in Figures 1, 2 and 3. It is necessary to make certain assumptions in order to translate the Statistics Canada data on energy use by sector into energy use by purpose. Our figures have been constructed within the following calculations.

a) Space heating in the "Residential and Farm" and the "Commercial" sectors includes consumption for that purpose of all fuels except electricity. The space heating now provided by electricity is included in the "grid uses" component.

b) In the "Industrial" sector, it is calculated that one-quarter of natural gas consumption and all light fuel oil are used to provide low grade heat, which we include in the "space heat" component. Industrial heat — heat for industrial processes — consumes all of the coal, coke, liquefied petroleum gas, still gas, heavy fuel oil, and three-quarters of the natural gas in the Industrial sector.

c) Remote site fuel for on-site electricity generation and operation of remote mobile equipment is supplied by all diesel fuel oil and kerosene that Statistics Canada assigns to the Industrial sector.

d) Electricity is defined solely as "Grid Uses", that is, electricity generated by utilities and large commercial firms.

For the MOSST project, similar charts were prepared for all the provinces for 1979. The Ontario and Quebec charts are given in Chapter Four. All other provinces are included as appendices.

3. In 1981, Canada's net oil imports were 132,765,000 barrels. On an annual basis, this is equivalent to 364,000 barrels/day. The average price paid for these imports was (U.S.) $35.40/barrel and the domestic equalization payments for oil amounted to $3.4 billion.

4. National Energy Board, *Canadian Energy Supply and Demand: 1980-2000*. Ottawa, June 1981.

CHAPTER TWO: CANADIAN OPTIONS FOR OIL SUBSTITUTION

(a) The Versatility of Oil

The great advantages of oil are that it is well suited to a wide variety of applications and that it can be stored and transported with relative ease. However, because of its chemical complexity and the economics of refining it, crude petroleum must be transformed into a series of products[1]; it cannot be used to manufacture only one product, such as gasoline. Furthermore, there are limits to flexibility in the "mix" of fractions a refinery can yield from crude. Heretofore, oil refiners have managed to apply oil products to a wide spectrum of uses: gasoline for cars, kerosene for aircraft, diesel for trucks, light fuel oil for space heat, residuals for generating electricity. This versatility is one main reason why oil has been the world's dominant energy source since 1945.

Unfortunately, unless there is an unforeseen technological breakthrough, the potential substitutes for oil are not as well adapted to this multitude of roles. Accordingly, a practical energy strategy requires that oil be reserved, as much as possible, for those applications where substitutes are not yet readily available — notably transportation and providing the fuel needs of remote and isolated sites. Increasing the output of higher quality products, like transportation fuels, would require refinery upgrading. This would be technically possible, particularly if hydrogen from an external source were to become available. Canada is fortunate in having in its substantial natural gas reserves an excellent source of cheap external hydrogen. In time, electrolysis may provide an additional source. Higher real prices for oil products provide an economic incentive for developing the technologies of refinery upgrading.

Space-heating needs, while no less important than transportation needs, can be met by using any of several alternatives as well-suited as oil for the provision of relatively low-grade heat. Among the leading candidates are natural gas and electricity.

(b) Natural Gas

At first glance, the logical substitute for oil in the space heating sector would appear to be natural gas. The National Energy Board (N.E.B.) estimates[2] that, at current price levels, Canada's established reserves are 76.2 million terajoules (approximately 72 trillion cubic feet). At current rates of domestic use and export, this represents a 28-year supply. Furthermore, there are large additional deposits in frontier areas, "tight sands" formations, etc., that cannot be included in reserves owing to inadequate infrastructures and/or insufficient exploration or cost-recovery data. In many parts of Canada, the infrastructure required for the transmission and distribution of gas is already in place and producing provinces and companies are anxious to expand their markets.

In 1979, natural gas provided 1.55 million terajoules of end-use energy in Canada, second only to the 3.26 million terajoules from oil products. For space heating, it was actually used more than oil — 0.937 million compared with 0.795 million terajoules. However, the technical opportunities for substantially improving the efficiency of Canada's total energy system by using natural gas to replace oil for space heating are limited. Moreover, the bulk of Canada's developed natural gas reserves are in the western part of the land and frontier sources are in the Arctic and the Atlantic. Transportation and geography therefore become important economic considerations in the cost of delivering natural gas — and hence its competitiveness — in much of Canada's markets.

(c) All Electric Systems

Because electricity is relatively expensive under present conditions of use and considered to be a high quality form of energy, it is generally judged suitable only for a subsidiary role in space heating. Indeed, using current techniques, it is a relatively poor substitute for oil in Canada, owing to the seasonal concentration of space heating demand. If all-electric space heating were to be widely adopted using current practices, and without compensating growth in other markets, the load factor[3] on the electric grid would rapidly deteriorate to the point where it would have no reasonable prospect of cost-competitiveness beyond a relatively modest penetration level. A considerable amount of additional generating capacity would be required to meet peak demand during the space heating season.

At present, it is estimated that approximately 15 percent of space heating in Canada is provided by electricity[4]. Although in some provinces there is virtually no electric space heating, this is offset by a relatively larger proportion in others. Alberta, Saskatchewan and Nova Scotia have little or no electric space heating; Quebec, Manitoba and Newfoundland have significant amounts. However, in no province is much more than 25 percent of all space heating provided by electricity although, according to Hydro-Québec's surveys, about 29 percent of all residential space heating in Quebec is electric.

Electric space heating techniques vary; they include individual room resistor grids, electric furnaces connected to forced-air ducting, and heat pumps with resistance heating back-up. From the point of view of the user, electric space heating has the advantage of being cleaner and allowing more precise temperature-control. Until recently, however, it has not turned out to be cheaper, despite remarkably low-cost generating capacity in Canada, and this has been a major constraint on market penetration. Moreover, the characteristics of Canada's winter climate are likely to limit all-electric

space heating because it could actually be more costly than oil on account of the associated need for additional generating capacity.

(d) The High Cost of All-Electric Heating

The high cost of all-electric systems arises from the severity of Canadian winters. Wide and intense cold fronts can extend across half the country for several days at a time. Local temperatures can drop to –30°C and even –40°C, or 20-30° lower than the January norm. Figure 4 shows a typical degree-day plot for Ottawa, which is illustrative of the Canadian climate. The gap between the lowest temperature (giving the peak heating demand) and the average temperature represented of even the coldest month (January) is noteworthy. This is the nub of the problem with all-electric space heating systems: to satisfy their customers' needs, utilities have to have enough capacity at the generating plant (including adequate reserve) and in their transmission and distribution grids to meet the worst possible situation, even if it occurs only once a year. In other words, all-electric space heating has a very poor load factor and this, as will be seen, is extremely costly in the long-run. Existing data on the climate show that, in Canada, all forms of space heating equipment work, on average 27 per cent of the time (i.e., under Canadian conditions of climate, space heating demand has a 27 per cent load factor). This compares with the overall diversified residential load on electricity generating plant which is 30 per cent — 35 per cent, and the average load factor which is 65 per cent[5].

Until now, Canadian utilities have offset this irregular space heating demand to some extent through load diversity. When only a very small proportion of the total space heating demand is met by electricity, load diversity can help smooth the diurnal load variations on the utility. For example, although it is generally colder at night, which means that more electricity is needed for space heating, night-time demand from other uses is less. This load diversity serves to flatten the diurnal load curve. In fact, most Canadian utilities have a flat January load now. But it should be stressed that the load is flat at a high level of use, and this means that if more all-electric space heating were attempted in the future, there would be little opportunity for load diversity to offset the new space heating demand peak.

Because Canadian utilities are already operating at a high level in winter, heavy additional electrical demand for space heating would add new peaks onto an already high level of demand and would result in a synchronized, as distinct from a diversified, load. As a result, utilities would be forced to buy considerably more equipment just to meet a higher January peak without a corresponding market at other times of the year, and the annual capacity factor of the total electric system would decline steeply. This would translate directly into much higher average generating costs which would have to be passed on to consumers in the form of higher rates.

According to Ontario Hydro, even after allowing for opportunities in load differentiation, an average-sized house in southern Ontario heated only by electricity requires over 9 kilowatts of dedicated power at point of use just for space heating during "peak" demand (i.e., coldest) conditions. This represents the diversified load of space heating (i.e., *after* making allowance for offsetting electrical demands from within the house that may improve the effective load factor from space heating); it is more than three times greater than the existing diversified load demand (3 kilowatts) from a non-electrically heated house. It is also worth bearing in mind that electrically heated houses are typically newer and better insulated than average. Furthermore, southern Ontario has a relatively mild climate by Canadian standards. Colder locations would place heavier demands on the electric grid. Additionally, a power demand of approximately 9 kilowatts may not represent the full requirement from the electric system. An electric utility has to be prepared to lose up to 10 per cent of its power in transmission and distribution, and also to retain an additional 20 per cent reserve margin of generation in case of equipment breakdown or other unscheduled outage. While there may be sufficient climatic diversity over a large area to reduce average diversified demand by 20 per cent, large stationary cold fronts often extend beyond the service area of one utility, a fact which limits its ability to use climatic diversity to reduce peak power demand.

Taking all these factors together, if it is operating at capacity under climatic conditions such as those prevailing in most of Ontario, a utility has normally to dedicate 10 or more kilowatts of electricity at the generating plant for each totally electrically heated house[6]. By contrast, without electric space heating, the average residential diversified peak demand (which establishes the utility's requirement for dedicated generating plant) is only 3 kilowatts or less — just one-quarter as great.

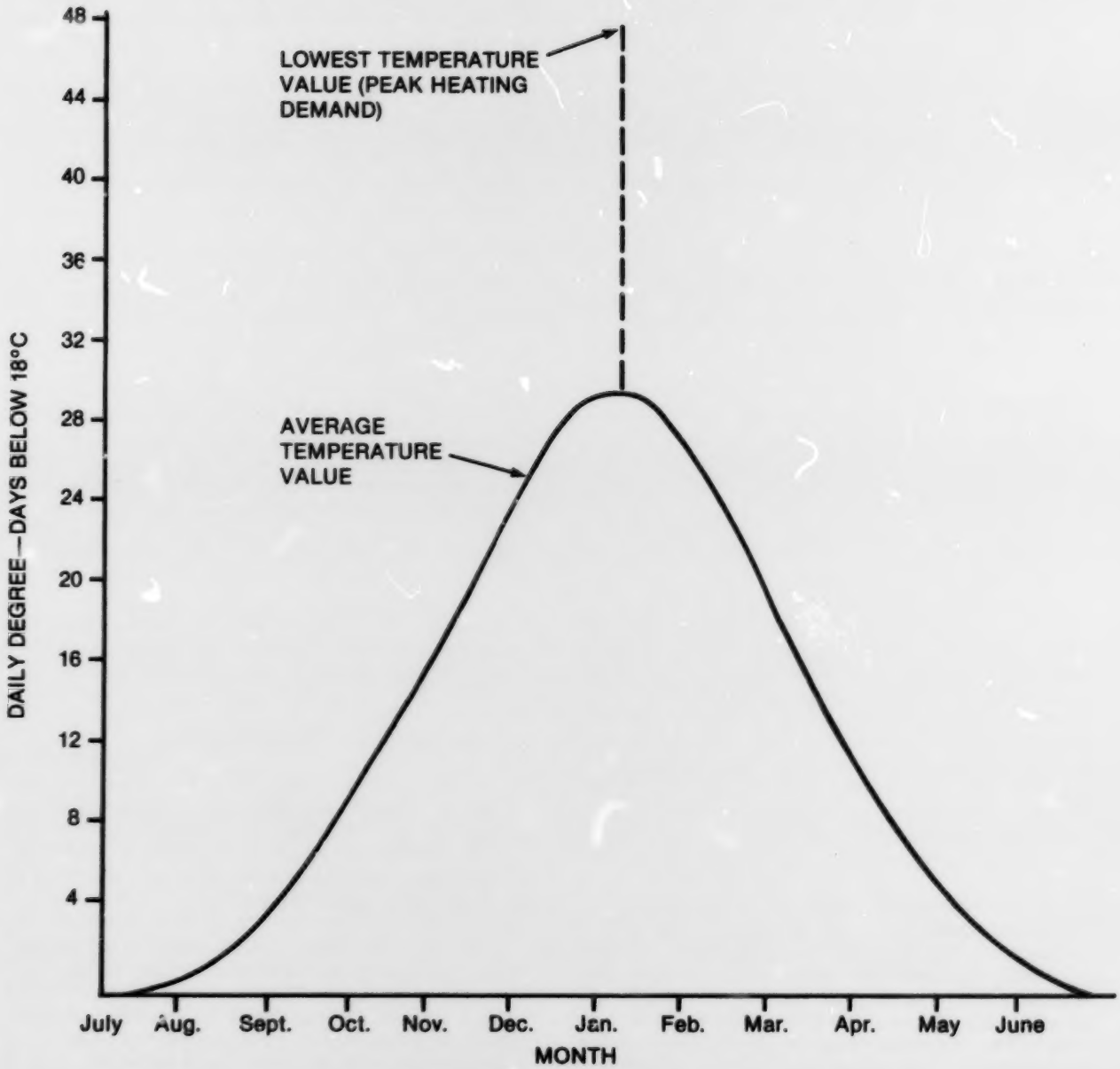
(e) Load Factor and Generating Mix

A utility has to provide adequate capacity to meet demand at all times, including peaks, however brief and infrequent. This leads to elaborate generation mixes calculated from the "load duration" curve, which expresses the proportion of total load that is sustained at any moment throughout the year.

As the name suggests, baseload generating capacity is that which is in operation virtually all the time. Probably 55 per cent of all generating plant in Canada can be characterized as baseload. Intermediate plant (about 35 per cent of all capacity, generally coal-fired) is in operation some of the time, and peaking plant (about 10 per cent of capacity, generally oil- or gas-fired) comes into operation only infrequently. The distribution of its load (among baseload, intermediate and peaking) deter-

FIGURE 4

A REPRESENTATIVE CANADIAN DEGREE-DAY PLOT



mines the appropriate mix of types of equipment a utility requires. Not all generating capacity has the same cost structure. For example, if there is a high constant demand for power, the most cost-effective equipment in the long run will be that which has a high capital and low fuel/operating costs. This type of equipment is ideal for "baseload" power. By comparison, intermediate and peaking equipment may actually have a higher cost per unit of output; however, as the capital costs of such equipment are lower, the utility will find it the most cost-effective for relatively infrequent use. In other words, it is uneconomical to let a large hydro site or a reactor stand idle because they are so capital-intensive, and the fuel to run them comparatively inexpensive. This is not, however, the case for relatively less capital-intensive coal boilers or combustion turbines (typical intermediate or peaking generators respectively). The "mix" of equipment utilities choose depends on their load characteristics and will, in turn, affect the cost of electricity. In the long-run, baseload equipment gives the cheapest electricity, providing, of course, there is a large and assured market. The question of the consistency over time of electrical load and generation is critical.

(f) Generating Mix and Electricity Costs

Figure 5 attempts to illustrate what different load and capacity factors imply for a utility's costs when a decision has to be made concerning the acquisition of new equipment. One system is characterized as an "all-baseload" system; it is meant to represent a very efficient system running at 75 per cent capacity factor. By contrast the other is more typical of current load factors; in fact, it assumes a system running at (by current load standards) only average efficiency — the 46% capacity factor that Canadian electric utilities achieved in the 12-month period from July, 1979 to June, 1980. These figures are meant to be representative of two hypothetical systems coming "on stream" in 1982 at current costs.

System "A" — the high efficiency system — uses equipment that operates most economically in the long-run; these are large hydro developments with annual water storage or nuclear (CANDU) reactors. The major expense of this system is capital carrying charges. Each kilowatt of generating capacity requires an investment of $1,200 and an additional $1,000 for transmission and distribution equipment[7]. These capital charges have been annualized using a factor for "real use of capital" of 10 per cent. Real use of capital is more than just real interest rate as it also includes amortization of principal. For a twenty-year amortization, which is representative of utility investments, it would correspond to an 8 per cent real interest rate. This figure is higher than that used by utilities themselves; they typically use a discount rate of 6 per cent real interest. However, the figure of 10 per cent for real use of capital has been used in cost/benefit studies in the federal government on several occasions in the past in an effort to represent a credible real annual cost of capital investment[8]. Moreover, some equipment (e.g., transmission and distribution facilities) may not last as long as generating plant and should therefore be amortized over a shorter period of time, 15 years for example. This would imply a real interest rate of about 6 per cent. Hence, these figures are meant to be taken here as reasonable, not definitive, cost accounting[7]. Accordingly, the yearly cost of the standing investment of $2,200 per kilowatt would be $220. But this is a high efficiency system running at 70 per cent capacity factor; as shown in Figure 5, 1 kilowatt of generating, transmission and distribution plant would provide 6,132 kWH per annum at an average cost of 3.59 cents per kWH. The costs for fuel, operations and maintenance are a relatively small proportion of the calculated "all-in" cost of 4.13 cents/kWH.

Every electric utility in Canada uses a slightly different accounting system to assign costs, and it would also be possible to use a different capital carrying charge factor to assess real charges. Nevertheless, a figure of 4.13 cents/kWH is a reasonable estimate of the cost of running new baseload plant in 1982.

By contrast, system "B", running at 46 per cent capacity factor, has significantly higher unit costs. The type of generating plant is different from system "A". It contains three elements — a baseload component, an intermediate component and a peaking component. The baseload component is the same capital-intensive type of plant as in system "A". However, it represents only 55 per cent of the weighted kilowatt of generating capacity in this system. The intermediate plant (35 per cent) and peaking plant (10 per cent) represent significantly lower weighted capital investment costs. Being technically much simple, a kilowatt of coal-fired intermediate plant requires much less investment than a kilowatt of nuclear or large hydro — a representative estimate is $500/kWH — and, at 35 per cent of the weighted mix, only $165 need be assigned to its share in this hypothetical kilowatt of generating plant investment. Peaking plant is even less capital-intensive; at 10 per cent of the weighted total, only $30 need be assigned to it in standing investment.

Overall the mixed system "B" has lower standing capital costs. Including transmission and distribution capital (same as for system "A"), the total capital investment is assessed at $1,855/per kilowatt, and using a consistent 10 per cent real "use-of-capital" factor, annual carrying charges would be $185.

However, this system runs at much lower efficiency — only 46 per cent capacity factor — and, hence, all these costs have to be amortized against much less total output than was projected for system "A" — only 4030 kWH per annum, or 4.59 cents/kWH. Although the actual capital cost component is lower for the mixed than for the baseload system, the difference is not nearly enough to offset the operational decline in efficient use as determined by the poorer capacity factor.

FIGURE 5

A REPRESENTATIVE COST STRUCTURE COMPARISON PER KWH (EXISTING AVERAGE)

System "A" An "All-baseload" (High Efficiency) System Running at 70% Capacity Factor	System "B" An Illustrated Current (1979) System Using Typical "Mix" of Equipment Running at 46% Capacity Factor
i. CAPITAL COSTS PER KILOWATT OF GENERATING PLANT	I. CAPITAL COSTS PER WEIGHTED KILOWATT OF GENERATING PLANT
$1,200 (nuclear or large hydro)	55% $660 — BASELOAD COMPONENT (nuclear or large hydro) 35% $165 — INTERMEDIATE COMPONENT (coal, hydro) 10% $ 30 — PEAKING COMPONENT (turbines) $855 — TOTAL
II. CAPITAL COSTS TRANSMISSION & DISTRIBUTION	II. CAPITAL COSTS TRANSMISSION & DISTRIBUTION
$1,000	$1,000
TOTAL CAPITAL COSTS: $2,200	TOTAL CAPITAL COSTS: $1,855
III. (a) ESTIMATED ANNUAL REAL "USE-OF-CAPITAL" COSTS (10%)	III. (a) ESTIMATED ANNUAL REAL "USE-OF-CAPITAL" COSTS (10%)
$220	$185
At 70% capacity factor, this has to be amortized against 6132 kWH = 3.59¢/kWH	At 46% capacity factor, this has to be amortized against 4030 kWH = 4.59¢/kWH
(b) FUEL/OPERATING COSTS Uranium at $100/KG .8% burn-up and 30% efficiency = .19¢/kWH	(b) FUEL/OPERATING COSTS (Weighted kWH) Uranium (55%) = .1¢/kWH Coal at $30/ton (35%) = .47¢/kWH
(c) Maintenance at 10% of capital costs = .35¢/kWH	(c) Turbines (oil at $30/barrel) (10%) = .58¢/kWH
IV. GRAND TOTAL COSTS: 4.13¢/kWH	IV. GRAND TOTAL COSTS: 5.74¢/kWH

Furthermore the fuel and maintenance costs are higher. Thus, while this plant is cheaper from a capital investment point of view, its operating expenses per kWH of output are greater than those for hydro or nuclear plants. Overall it is reckoned that system "B" produces power at about 5.74 cents/kWH.

These figures represent the costs of output from plant coming on stream in 1982. In actual practice, 1982 electricity costs were lower than either of these two figures, because electric utilities "roll in" all their costs to obtain an average figure. Recently commissioned new plant is likely to cost more than older equipment owing to inflation. Nevertheless, these figures, which might be viewed as appropriate replacement cost estimates, show the implications and trends apparent to utilities in assessing their need for capital renewal and expansion in light of their forecasted loads.

The high-efficiency system "A" was postulated to run at 70 per cent capacity factor. To achieve this kind of utilization, the characteristics of the load placed on this plant would have to be remarkably uniform. An electric utility normally ensures it has reserve capacity to meet unscheduled outages of equipment. Since this plant is likely to stay idle most of the time, to obtain an overall capacity factor of 70 per cent, the load factor of the demands placed upon the equipment must be even higher — probably 80-85 per cent. By contrast, a 46 per cent capacity factor, typical of the current Canadian average, would imply a load factor of about 65 per cent. But a great deal of equipment — not just in the reserve — is inevitably going to stand idle a large portion of the time.

It is clearly in the interests of electric utilities, from a cost standpoint, to have an improving capacity factor derived from continuous stable loads. Such loads are not provided by all-electric space heating systems.

(g) The Characteristics of Hydraulic Systems

Although inherently flexible, hydraulic systems are used less and less to meet peak demand. Recent major additions to generating capacity have all been designed to sustain their rated capacity continuously, i.e., they are baseload. The reasons for this are the cost and transmission constraints arising from the scarcity and remoteness of remaining hydraulic power sites.

As a generalization, the cheapest hydraulic electricity is that generated by large scale water streamflows. This is why large bodies of moving water which are relatively close to electricity demand centers are the first to be dammed. Smaller and more remote streamflows are costlier to harness and, as a result, are brought into use later. Another consideration favouring larger hydro sites, from an engineering standpoint, is that they provide an assured flow of water despite droughts and other natural phenomena. In sum, Canadian hydraulic resources yield maximum economies of scale and provide a high sustained output of electricity. There are, of course, many smaller hydro sites that have limited use (i.e., for the generation of intermediate or even peaking power), but they account for a relatively small share of Canada's hydraulic generating capacity.

The fact that the remaining large potential hydro sites are far removed from demand centers does not necessarily destroy their usefulness, but it does make them subject to transmission constraints. Where, as in the case of long distances, transmission has to be run at very high voltages (i.e., over 400 kilovolts), carriers must be kept at a fairly constant electrical tension. This, in turn, makes these distant hydro sites suitable chiefly for baseload. An excellent example is Hydro-Québec's James Bay project. Economics and technical limitations make this baseload plant. Its break-even point occurs at 68 per cent capacity factor, and it can run at virtually 100 per cent capacity factor. Currently about 2 million kW of power is available from the first of four major power sources. The second generating unit, soon to come on stream, is rated at over 5 million kW. In all, about 10 million kW will be developed, and the power will be carried over several hundred miles at 750 kV tension to the major population centers of Quebec. And this is merely the beginning of the development of the water draining into the eastern half of James Bay. There is much additional potential. The great Churchill Falls capacity is similarly enormous, but constrained. These massive hydraulic sites, when developed, are outstanding technical achievements, but they are economical only if a corresponding baseload demand can be found.

In sum, there is no doubt that, for economic reasons, future large-scale hydro developments will have to be geared to the needs of baseload markets. Because of its seasonality and poor load factor, all-electric space heating is not such a market.

(h) The Limited Possibilities of Other Offsetting Factors

It can be argued that electrical utilities in Canada could offset the enormous potential winter market with new summertime sales and, thus, improve the annual load factor. It is noted that U.S. utilities often have a summertime peak from air-conditioning loads. This, however, does not take into account the fact that U.S. utilities within practical transmission range are either winter-peaking (New England, northern plains States) — and therefore have the necessary capacity for summer air-conditioning — or that their summer peaks are not significantly higher than their winter peaks (New York, Mid-West States). More Canadian homes could, of course, be air-conditioned, but cooling a home by 10°C below outdoor temperature requires 8 to 14 times less energy than heating it by 50°C above outdoors. Electric utilities could, as well, improve their interties so that the one facing the coldest weather could get additional

power from its neighbours, but large stationary cold fronts usually extend beyond reasonable transmission distances.

In an earlier study[10], opportunities for offsetting the poor load characteristics of current electric heating systems by selling off-peak electricity to alternative markets, both new and traditional (such as hot water heating and thermal storage), were examined and none was found that solved the problem.

(i) Peak Demand Problems: Hydro-Québec and Ontario Hydro

Hydro-Québec's highest recorded demand peak occurred on January 4, 1981. Approximately 18,600 megawatts out of a total installed generating capacity of 20,500 megawatts had to be committed. The sequence of events is illuminating.

January 2 had been an exceptionally cold day throughout the province. However, total load did not rise immediately on the utility's grid because buildings have a considerable heat inertia. In this instance, however, the cold wave persisted over three days and, on January 4, Hydro-Québec reached a peak in demand which was 8.08 per cent higher than the previous year's. It is not unusual at all for such a situation to occur in January, but this peak was unprecedented because January 4, 1981, was a Sunday; never before had a peak occurred on a weekend. That it did so indicates clearly that it was a space heating peak.

Ontario Hydro's highest peak to date occurred on January 11, 1982, when 18,600 megawatts out of 25,000 megawatts total installed capacity was committed. This was 6.3 per cent higher than the previous year's peak and in excess of the December 1983 load forecast. January 11 was a Monday, which is not the usual peak day. Normally the peak occurs towards the middle or end of the working week when industry is producing at full capacity. One possible explanation of the January 11 peak is that Ontario Hydro is in an "intermediate" stage — space heating does not cause the peak by itself, but is a substantial contributing factor. At the very least, the occurrence of the peak on a Monday indicates that a large part of Ontario Hydro's load is temperature-sensitive.

The rapid growth in the peak demand for electricity faced by Hydro-Québec and Ontario Hydro is worth comparing with growth in energy use as a whole, which was 3.5 per cent annually for the period 1975-79. Peak (as distinct from total) electrical demand has been growing almost twice as fast as electrical energy use and twice as fast as energy use generally.

Another indication of space heating becoming a major load on utilities is the time of day at which the peak demand develops. Without space heating, the diurnal peak load usually occurs between 4:00 and 7:00 P.M. The space heating peak usually occurs earlier, however, between 7:00 and 10:00 A.M. (at 45° latitude) since it is often coldest an hour or two after dawn. A shift in the daily peak from evening to morning is therefore a reliable sign of space heating concentrations. In this context, it should be noted that Toronto Hydro now has a morning peak.

The "setting back" of thermostats at night and raising of them in the morning is perfectly sensible from a conservation point of view. Where electric heat is used, however, it causes serious problems to the utility. Electric heating systems become a synchronized load and exacerbate the morning space heating peaks.

Furthermore, space heating peaks are unpredictable and uncontrollable. Weather forecasting is still an inexact science, and an electric utility may not know from one day to the next when and where demand will peak. This creates serious complications in electricity generation. It puts a premium on quick-reaction plant that can be brought into action on immediate notice — so called "peaking" plant. This is the most expensive type of plant to operate, and is usually fired with oil or gas.

(j) The Problems Associated with Large Space Heating Markets

The fact that an electric utility effectively has to dedicate five times as much generating capacity for a home heated entirely by electricity as for one heated otherwise gives some idea of the large size of the space heating market. Figure 1, already referred to, shows that much more oil and gas is being used in Canada for space heating than is electricity for all purposes. Approximately 1.75 million terajoules of oil and gas are used for identifiable space heating purposes. By contrast, only 1.06 million terajoules of electricity are used for all purposes, and around 10 per cent of this energy is used for space heating. Oil space heating alone presently uses approximately the same amount of energy as do the non-space heating uses of electricity. The fact space heating is such a large market for energy creates a significant possibility for both the more efficient use of the electric system and the more inefficient use of it. If the space heating is done by traditional all-electric techniques, it will mean less efficiency because the opportunities for utilities to offset the poor load factor through the existing load diversity will become steadily more limited, and the effective overall electric load factor will deteriorate.

If oil were to be massively displaced by all-electric heating, the immense size of the market would overburden the electric grid. The poor load factor of space heating would become characteristic of electricity as a whole and the uneven seasonal demand for space heating would cause severe deterioration in overall efficiency of use of Canada's electricity generating plant.

NOTES ON CHAPTER TWO: CANADIAN OPTIONS FOR OIL SUBSTITUTION

1. Broadly, there are three families of oil products. Gasoline is typical of the "lighter fractions" which are the highest quality products — they have the highest hydrogen-to-carbon ratio. "Middle distillates" are intermediate products exemplified by diesel fuel and kerosene. Finally, the "residuals" have the poorest hydrogen/carbon ratio.

2. National Energy Board, *Canadian Energy Supply and Demand: 1980-2000*, Ottawa, June 1981, p. 7.

3. The reader may be interested in some technical terms relating to the equipment and operations of an electric utility. The most important of these are also included in the main body of the text, or related footnotes.

   a) *Installed capacity:* The sum total of the rated capacities of all generating equipment. Since 1950 installed capacity has expanded at an average rate of 8 per cent annually (but actual output has grown at only 7 per cent reflecting a declining capacity factor).

   b) *Load:* The actual kilowatts demanded at any given time. This fluctuates from hour to hour, day to day and over the year. Typically it is highest, at 80 per cent of installed capacity, at 5:30 p.m. on the coldest working day in the winter and lowest, at about 20 per cent of installed capacity, at 4:00 a.m. on Labour Day.

   c) *Peak Load:* The highest load demanded over a period of time. The annual peak load in Canada has been at about 80 per cent of installed capacity.

   d) *Base Load:* The part of the load that is in continuous demand over the year, currently 30-40 per cent of installed capacity.

   e) *Peaking Load:* The part of the load that is in demand for only a few days or weeks during the year.

   f) *Intermediate Load:* The part of the load that is neither base nor peaking.

   g) *Reserve:* The difference between installed capacity and peak load, i.e., the unused capacity. This consists of the ready reserve (10 per cent of peak load) which can be switched on, at short notice, and the reserve under repair or unavailable for any reason (10-15 per cent of peak) which is not available for use on short notice. The availability of plant is the installed capacity minus the latter reserve.

   h) *Load Factor:* This is the ratio of average load over peak load during a period of time. The load factor is a measure of the uniformity of the electricity demand. The higher the load factor, the more uniform the use. The annual load factor in Canada (including electricity exports to U.S.A.) is now about 65 per cent. It was over 75 per cent during 1952-53.

   i) *Load Duration Curve:* A curve that shows the amount of operating capacity versus per cent of total time.

4. Source: Statistics Canada, *Residential Survey of Household Equipment*, Ottawa.

5. *Load factor:*

   $$\frac{\textit{average load}}{\text{peak load}} \times 100\%$$. It is an index of load.

   By contrast, *capacity factor* is an index of capacity utilization:

   $$\frac{\text{actual output}}{\text{theoretical output}} \times 100\%$$

   Load factor is always higher in practice than capacity factor. This is essentially because utilities have reserve equipment which operates only in case of breakdown or other unscheduled outage. Of course, if all goes well, it will stand idle. Although this reserve component has no bearing on demand load characteristics, it does get included in the capacity utilization calculations. Since it is designed to stand idle — and usually does — it produces very little output and this statistically drags down the capacity factor. Moreover, a utility may have surplus plant above and beyond reserve (most in Canada do). This further depresses the capacity factor relative to the load factor.

6. Although a utility has to dedicate 10kW per building for peak space heating, the capacity of the electric space heating equipment in the same building would have to be much greater — 20 or 25 kW. This is to ensure that there is always enough capacity to keep the house warm under different circumstances, e.g., if people are entering or leaving the building and, hence, opening doors or windows, etc., and creating unusually high heat loss conditions. Essentially the utility is counting on differences in timing between houses for these sorts of activities to reduce its average (i.e., diversified) load, and in practice this assumption seems to turn out to be reasonable. But 10 kW would not always be enough to keep one particular building warm.

7. Source: Ontario Hydro and Hydro-Québec.

8. In the course of their research for the MOSST project, Ontario Hydro used a "real interest rate" of 4.5 per cent, and Hydro-Québec 6 per cent. However, this "real interest rate" does not capture all the elements included here. A more detailed discussion of capital is included in Footnote 9.

9. An electric utility would use a far more complex accounting system. Essentially the problem for an electric utility is to calculate a fair price schedule at a time of general price inflation while maintaining a smooth progression of price changes. The utility will normally develop an accounting model designed to give the "present day annualized capital cost per kW". This model will start with a very low figure: for example, if the actual capital cost for generating is $1,000, then the present day annualized cost might be only $50 (5 per cent).

   Of course, while an electric utility can borrow money at a very favourable rate relative to many other borrowers, it cannot really obtain funds at an interest rate as low as 5 per cent. But the utility can raise its rates in line with inflation. The $50 can be escalated at a certain rate for the entire life of the equipment. To illustrate, if one assumed inflation at 10 per cent annually, then the rates will double every seven years. If the life of the equipment was 30 years, then the revenue from the given kilowatt would be eight times higher the 30th year than at present, i.e., in this example $400, which is 40 per cent of the original principal. This, of course, is higher than the utility would actually have to pay but, taken in conjunction with the low start-up figure, gives an overall revenue flow that amortizes the cost of the equipment at the actual interest rates the utility must pay.

   By taking 10 percent for "use-of-capital", we are in effect capturing approximately the mid-point of this sequence and, hence, approximating the real cost a utility eventually pays for its capital investments.

10. Clayton, R.H., et al., *Canadian Energy: The Next Twenty Years and Beyond*. Institute for Research on Public Policy, Montreal, 1980, pp. 214-223.

CHAPTER THREE: THE POTENTIAL OF THE ELECTRIC HYBRID SYSTEM

(a) Description of the Hybrid (Dual Energy) System

While natural gas and all-electrical space heating systems both contribute to reducing oil consumption, neither offers improvement in the efficiency of Canada's total energy system. There is, however, another type of approach which can reduce Canada's dependence on oil and, at the same time, increase the overall efficiency of the country's energy system. It involves the adoption not so much of new technology as that of a new operational technique: the use of electricity for space heating during periods of off-peak electric demand, and the use of oil when the demand for electricity is peaking — thereby filling in the valleys in the electrical demand curve for space heating. This technique would improve the system load factor and raise the level of *baseload* demand. For the sake of brevity, this approach will be called hybrid heating.[1]

As has been shown, current all-electric systems intensify the peaking problems of electric utilities and, in the long-term, they work against the most efficient and, hence, economical use of baseload generating plant. If, however, the capacity factor of the electric grid could be improved, it would reduce considerably the cost of generating electricity, and this consideration is very important to Canada owing to the large number of its hydro sites and enormous reserves of uranium and coal. The technology to exploit these resources is well developed. It includes the CANDU natural uranium system for electricity generation, and long-range transmission and distribution systems to tap large and distant hydro sites. Canada's electrical system is technically highly advanced and its sources of power are virtually inexhaustible.[2]

The hybrid or dual-energy approach to space heating involves the use of both electricity and a back-up hydrocarbon fuel (oil or gas) furnace. (The focus of this study, however, is the electric/oil hybrid in the residential sector, as this has been better developed than any other). In this way, maximum end-use efficiency is wrung out of the grid, with more economical baseload generating plant, (and intermediate plant where necessary) providing heat instead of oil.

Two facts make it possible to implement hybrid heating economically in Canada. First, approximately 35 per cent of all Canadian buildings already have an oil furnace; converting them to hybrid heating systems can be achieved most simply by installing an electric heater in the furnace's plenum[3]. Second, throughout much of the Canadian autumn, winter and spring heating seasons (despite a few sharp demand peaks), only a modest amount of power is required to keep the great majority of buildings warm — the sort of power that the existing electric grid can easily provide. This point is illustrated in Figure 6 for the single detached housing sector.

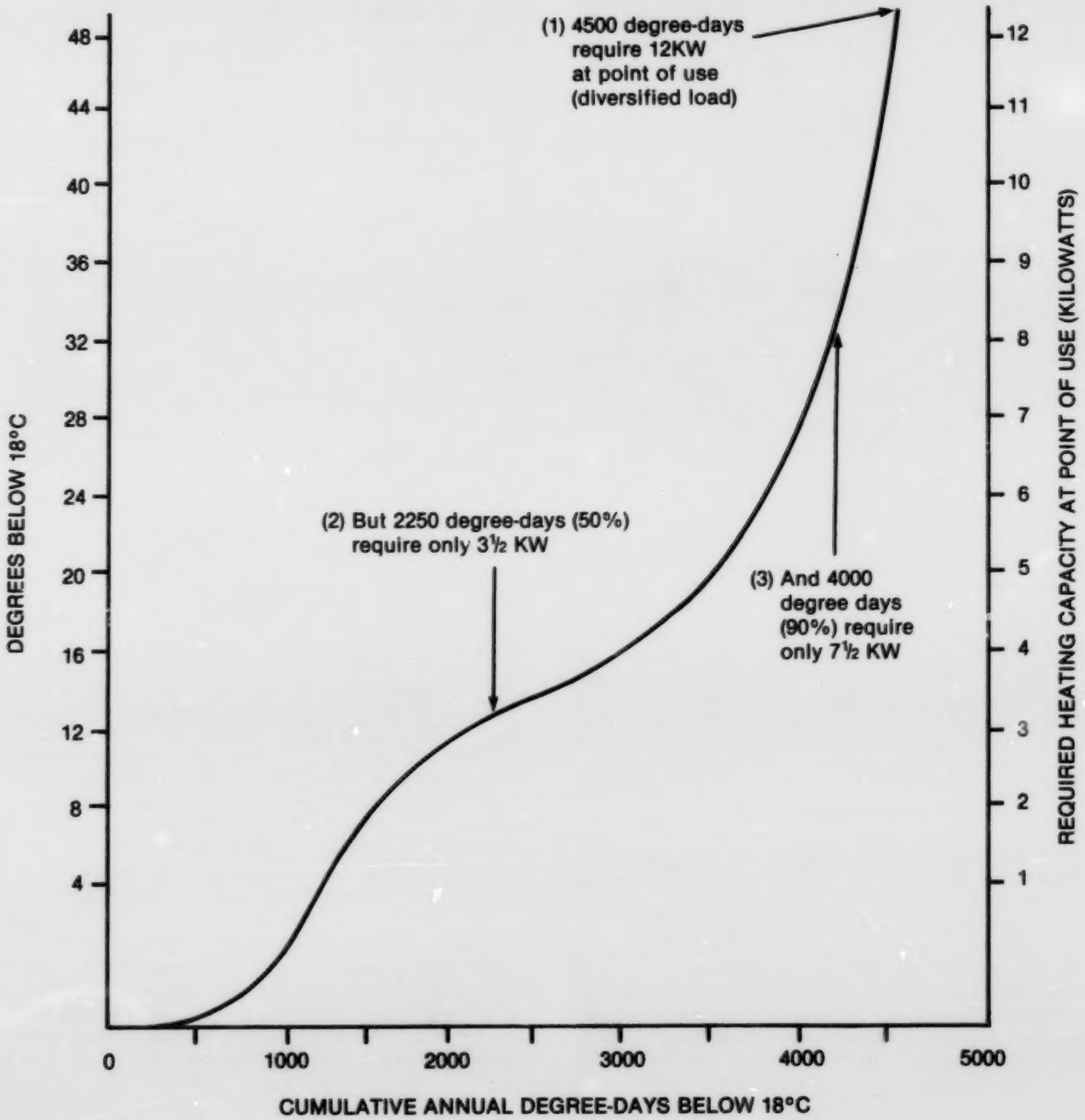
Figure 6 plots cumulative degree-days[4] for Ottawa against the theoretical heating capacity required from September to June to heat a 1200 square foot well-insulated average-sized house. If the electric system has to provide all the heat for the 4500 Celsius degree-days typical of Ottawa, then sooner or later it has to meet the lowest temperature in the heating season. In the case of Ottawa, which is colder than Southern Ontario, this would require up to 12 kilowatts at point of use, and up to 14 kilowatts at the generating station after allowing for transmission losses and reserve. But, significantly, if the electric heating needs were designed to satisfy only 80 per cent of heating needs, the 3,600 Celsius degree-days could be accommodated with only 5 kilowatts electrical capacity at point of use. Meeting half of the demand, or 2,250 Celsius degree-days, with an electric system, would require only 3.5 kW. The difference between these two values and 12-14 kW is considerable: they suggest that 80 per cent (50 per cent) of the heating requirements could be met with 42 per cent (29 per cent) of the heating capacity needed for an all-electric system, provided the remaining 20 per cent (50 per cent) were met by the fossil fuel furnace. In fact, these improvements are critical. As will be seen, they represent the difference between the capability of using the existing electrical grid to supply much more space heat and the need for an enormous electrical expansion to supply the same amount of extra power — at heavy additional cost.

In a hybrid system, the back-up oil furnace can be made to operate only at time of peak demand on the electric grid, so as to avoid coincidence with other demands. Such an approach would result in a significant improvement in the capacity factor of the electrical system. Actual tests by Ontario Hydro (throughout Ontario), AECL (in Deep River, Ontario), and Hydro-Québec (in various parts of the province, including Montreal and Bagotville), and the deployment of hybrid heating by Minnkota Power to 7,000 homes in the northern United States have confirmed these figures in practice. Such is the value of the hybrid system: a very high proportion of Canada's space heating requirements could be satisfied at superior capacity factors, provided the electric system were not required to do all the work.

There are two technical options for making such a system work in practice. Up until now, most of the efforts in Canada has been concentrated on the first — it will be labelled "Hybrid I". This is a worthwhile first step but the second, "Hybrid II", which is used by Minnkota Power, is much superior in the long run.

FIGURE 6

CUMULATIVE DEGREE-DAYS FOR OTTAWA AND HEATING CAPACITY REQUIRED FOR THE AVERAGE MODERN HOME



(b) "Hybrid I": A Hybrid Heating System with Fixed Temperature or Time-of-Day Controls

In this system, electricity would provide baseload heat — for example — four-fifths the annual requirement — with 5-8 (diversified) kilowatts at point of use for the average home[5], as shown in Figure 6. The electric heater would be in operation from September to June and would provide all heating needs, except when the outside temperature dropped below a pre-set value, say −15°C, or at a pre-specified time of day, e.g., 4-7 P.M.; below the specified temperature, and/or at times other than diurnal peak demand, a storable source of heat, such as oil, would be used instead of electricity. A Hybrid I system is characterized by the fact that the control over the switching between the two heating sources is contained within the building itself. The initial area of application would be in single family dwellings, although larger buildings could be included when the appropriate equipment becomes available. Control systems for such equipment have not yet been fully developed, although they would be capable of using essentially the same circuitry as do the smaller plenum heaters.

In Hybrid I, control of the two heat sources can be accomplished through a dual system, with one element controlling the electric heater and the other back-up furnace. There are two basic arrangements around which variations are possible:

(i) A sensing element (commonly called a thermister) is placed outside the dwelling or building, and controls the operation of the electric heater. During colder weather, the thermister automatically shuts down the electric heater when a predetermined temperature is reached. An indoor thermostat, which controls the back-up furnace, will automatically switch it on as the house temperature drops as a result of the electric heater being off.

This particular Hybrid I approach is typical of the method of installation of the plenum heaters being marketed at the present time by various private firms in the oil and electric sectors, and is the one used in most Ontario Hydro experiments. Depending on the temperature at which the external thermister is set to cut off the electric heater, between 50 per cent and 90 percent of all oil used can be displaced.

Control by outdoor temperature is the cheapest means to avoid *temperature*-related peaking problems for the utility. The obvious drawback of thermister controls is the oscillation between night and day temperatures. In the Canadian autumn and spring, even sometimes in winter, temperatures often fluctuate around the plenum heater shut-off point. Because days are milder than nights, the thermister will cause the oil furnace to turn on at night, leaving the electric heater to work during the day. This is not necessarily helpful to the utility. Because of other domestic and industrial demands, loads are usually higher during the day, and some accumulation of peaks will still take place. Yet another problem is determining the exact temperature at which the oil furnace cuts in. Electric plenum heaters are often set to come into operation at points which do not allow them to work anywhere near their potential (e.g., −2°C rather than −15°C). Oil is thus consumed at times when the utility still has spare capacity to supply electricity for space heating purposes.

(ii) The second arrangement involves a two-stage indoor thermostat. The thermostat for the electric heater is set a few degrees above that for the furnace so that the heater is always triggered first with the furnace coming on only when needed,that is, in colder weather, when the heater is insufficient.

A two-stage indoor thermostat gives a better performance than the external thermister in some respects, but still does not optimize load diversity. Indoor temperature trends follow those outdoors, but with a lag because of the heat inertia in buildings. Accordingly, if the back-up fossil-fuel furnace is controlled by variations in indoor temperature, it will usually not enter into service until one to four hours later than it would if it were controlled by an outdoor thermister. As well, because of the operation of household appliances and the body heat generated by occupants, a further heat cushion is created at the lower end of the control range, allowing the electric heating system to work even longer.

There is another advantage to the two-stage indoor control. When the electric heater is inadequate and the temperature drops, the oil furnace is switched on; however, as temperature rises as a result of oil-fuelled heat, the indoor thermostat will eventually set off the electric heater, albeit only temporarily, even in very cold weather (e.g., during the night). As a result, there would be some use of capacity during otherwise off-peak periods. But against this benefit is the problem that in very cold weather, the electric heater, not being off all the time, could add to peaks.

Ontario Hydro has used some two-stage indoor thermostat controls in its various experiments with hybrids in Ontario. These have shown that a small 5.5 kW heater fitted to an averaged-sized house can displace 87 per cent of the oil normally consumed.

It is possible, of course, to combine a thermister with a two stage indoor thermostat. With such an arrangement, the external cut-off point could be set lower and, if the electric heater failed to generate sufficient heat to keep the house comfortable under such circumstances, the second stage of the indoor thermostat would trigger the oil furnace into operation.

In summary, temperature-controlled Hybrid I offers a significant, if limited, opportunity for improving the overall load factor on the utility's grid. Although in every

utility an important part of the load is temperature-sensitive, some of it is not and, hence, load diversity is not optimized with this type of Hybrid I system.

A somewhat more refined Hybrid I-type system was developed by AECL and tested in Deep River, Ontario. In this arrangement, the electric heaters in a number of houses were equipped with a timer to shut them down, regardless of temperature, between 4:00 and 6:00 P.M., the peak demand period on the municipal electric utility. Time-of-day controlled Hybrid I showed considerable load factor improvement, but it did not have all the advantages of Hybrid II systems. The Hydro-Québec Sunday peak (usually an "off-peak" time) described above shows how difficult it is to predict when peaks will occur.

Nevertheless, Hybrid I has advantages over all-electric systems: it can be installed easily on the decision of the homeowner; it is not expensive from a control or installation viewpoint; and it helps the utility's capacity factor to a certain degree. It thus contributes to a measure of stabilization in electrical demand and to reducing the average cost of electricity. Eventually, however, it will add to peaking problems — because there is no fool-proof mechanism to shut the electric heater down when the grid is heavily burdened from other uses. In short, Hybrid I systems of all types are really introductions to a far more sophisticated control system for using off-peak electricity: Hybrid II.

(c) "Hybrid II": A Hybrid Heating System with Control by the Utility

This system is superior to Hybrid I; it can provide the bulk of the space heating requirements of a building without adding at all to the peak demands on the utility. It allocates capacity to heating only when it is not needed for other purposes. There are large amounts of temporary surplus capacity in those provinces with a suitable mix of generating plant. In Hybrid II, control is exercised remotely by the electric utility itself. Like the Hybrid I, the Hybrid II system also requires an oil (or other storable fuel) furnace as a source of back-up heat.

In practice, the Hybrid II system works as follows: when the system-wide demand for electricity is less than the available capacity, surplus capacity is assigned to heating in hybrid systems. When total electricity demand approaches capacity, the electric utility progressively disconnects heaters by remote control to make demand manageable. The heaters can subsequently be reconnected, progressively and again by remote control, as the demand declines. By this technique, a large part of the capacity available can be used full-time during the 6 or 7 coldest months of the year.

By matching the surplus capacity known to be available with the heat demand shown by the degree-day curves, it can be determined that, theoretically, for the 1979-80 heating season, about 80 per cent of Canada's total oil space heat could have been provided electrically from existing capacity if all oil-heated buildings (residential, commercial and industrial) had been connected in a Hybrid II network. This would have "backed-off" oil in amounts equivalent to more than four-fifths (350,000 barrels of oil per day) of Canada's net oil imports in that period. Figure 7 illustrates the potential for electric space heating in Hybrid II systems[6].

The Hybrid II system relies on the utilities having a remote control load-shedding capability. Power is assigned to space heating as available. (This is the technique used by Minnkota Power in Minnesota and North Dakota to achieve the remarkable capacity factor of 72 per cent during the 1981-82 heating season. It is also the technique used by Hydro-Québec in its Rate "E" experiments). Existing data[7] show that up to 96 per cent of all oil used for space heating in any given building can be displaced by the Hybrid II system.

Figure 7 shows the potential for major gains in the electric grid's efficiency of use if baseload generating plant is run continuously throughout the heating season. The ability to shed heating load could even serve as a reserve, and thus eliminate the idle standby capacity required today. In lieu of standby, the electric utility would simply disconnect, by remote control, enough heating capacity to make up any capacity required elsewhere, and would reconnect it when the non-heating demand decreased. While the electric heating capacity is off, the back-up oil furnace would provide all the heat required.

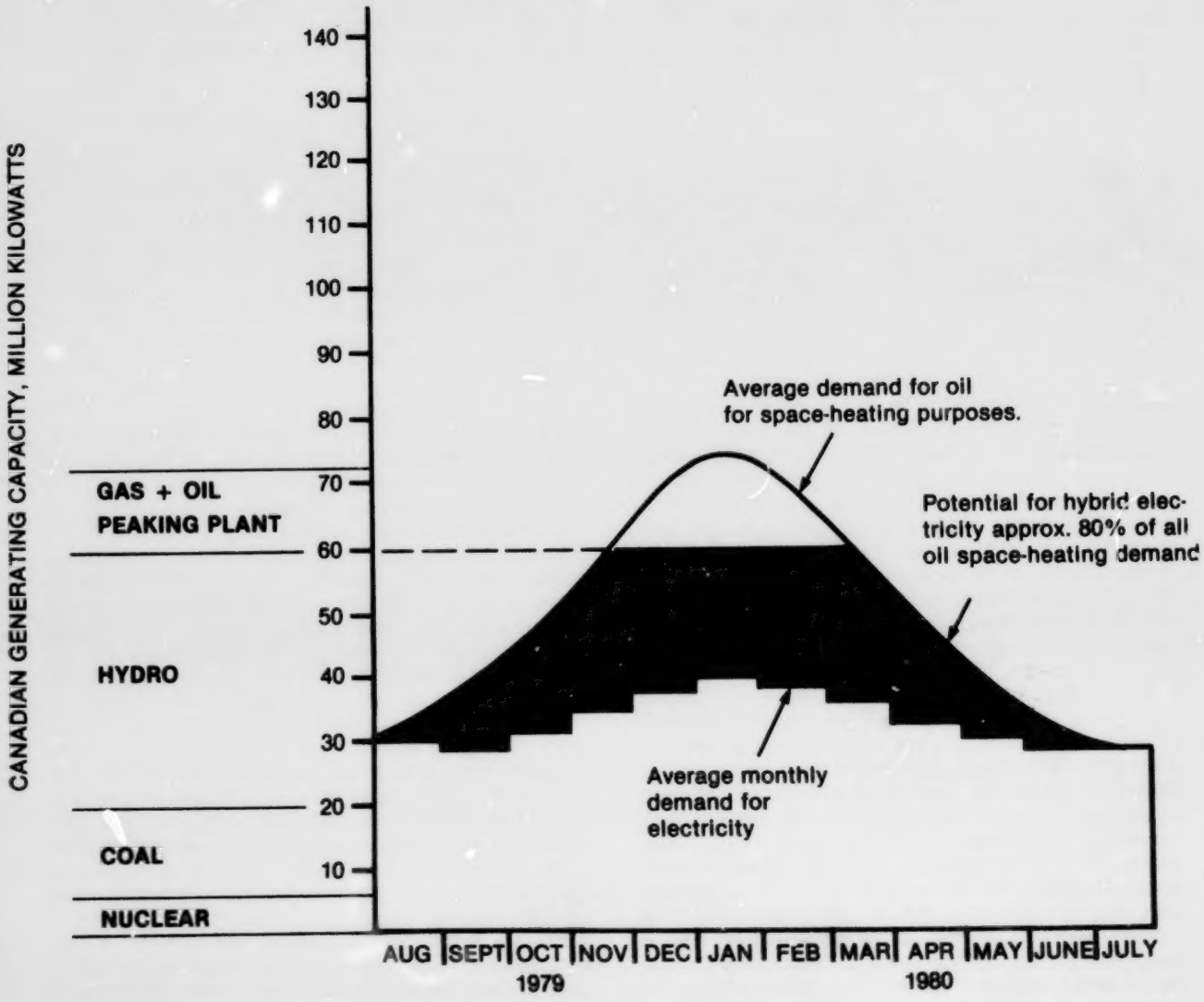
The immediate and widespread implementation of Hybrid II in the oil-heated residential sector would not be difficult to achieve in Ontario and Quebec. What would be needed is the installation of seven to fifteen kilowatts of remote (utility) controlled electric heating capacity[8] in those single-family houses presently heated with oil; such a capacity would not, at maximum draw, overload the existing grid. Based on equipment available now, and projected new designs, the heating equipment could be offered initially at a one-time (installed) cost of $900-$1,400 to the average homeowner (such an installation is eligible for a COSP grant). The equipment is not complex, and large production runs and competition should bring the price down in the future. In the spring and fall, when temperatures are relatively mild, houses could be heated electrically. During most of the winter, they could also be heated electrically, but would use oil when generating capacity was required for other (e.g., industrial) uses. If necessary, during the coldest weather, electric heat and the auxiliary furnace could be used in combination. At all times, however, the availability and use of electricity for space heating would be determined by the extent of the other demands placed on the utility's generating capacity.

On the basis of a detailed survey of Canadian manufacturers of hybrid heating equipment[9], all of the hybrid

FIGURE 7

THE OIL/ELECTRIC HYBRID (1979/80)

THE SPACE-HEATING POTENTIAL OF ELECTRICITY IN HYBRID SYSTEMS IN 1979-80 USING ONLY OIL AS BACK-UP



heaters now produced in Canada can be adapted to Hybrid II use. Over the longer-term, hybrid heating systems for larger buildings could be developed and marketed, and brought into the Hybrid II system.

(d) Hybrid Heating in Any Given Building

The calculations in Figure 7 are based on the conversion of all oil-based structures. That is, if every oil-heated building used an electric/oil hybrid, it follows (based on the 1979 electric utilities' generating plant) that the electric component would provide 80 per cent of the space heating and the oil back-up about 20 per cent. However, it is unlikely in practice that all owners would want to fit their buildings with hybrid heating equipment. Some buildings, particularly those scheduled for demolition, might be too expensive to retrofit, given their life expectancy. Nevertheless, a large proportion of buildings would be suitable for conversion.

Moreover, it has been shown in empirical tests that any given building can usefully absorb electricity (in a hybrid space heating system) equivalent to well over 80 per cent of its total needs. Accordingly, it follows that, if some oil-heated buildings were not equipped with hybrid systems, the available electric generating capacity could provide a higher proportion of electric heat to those which were so equipped.

From the standpoint of any given building — for example, the average-sized home — the oil component of the hybrid system is required under three types of circumstances: first, when the electrical system is inadequate to maintain comfortable indoor temperatures owing to severe cold temperatures outdoors; secondly, when the operation of electrical appliances, most notably the stove or electric clothes-dryer, requires that power for the electric heater be reduced because of potential house wiring overloads (it is worth noting, however, that the electricity consumed by such appliances is ultimately released into the environment in the form of heat); thirdly, when the occupants of the building, for their own comfort, require a rise of internal temperature, demanding a warm air output from the heating system which the electric component is unable to supply (e.g., when a building's indoor thermostat is turned up in the morning). However, only a small part of the total heat is affected by these limitations — 500 hours or less out of a total annual heating season of 5000 hours. This implies that any given house could meet approximately 90 per cent of its space heating needs from the electric component of a hybrid system. As part of the research for the MOSST project, this range of figures was confirmed in simulations and empirical tests carried out by Ontario Hydro and Hydro-Québec[10].

(e) Simulations of Hybrid Heating Loads and Impact on Ontario Hydro and Hydro-Québec Total Systems

According to computer simulations performed by Ontario Hydro and Hydro-Québec for the MOSST project, up to 96 per cent of all space heat in any given single family detached residence can be provided by "off-peak" electricity with a Hybrid II system, and up to 87 per cent with a Hybrid I-type — using existing wiring. The heating of a representative dwelling, fitted with a 9 kW or 15 kW heater (depending on whether the service entrance is for 60A or 100A) was simulated under different control and use configurations (both Hybrid I and Hybrid II). These simulations showed that beneficial effects on capacity characteristics were obtainable for hybrids under the climatic conditions of both Ontario and Quebec, using either hydraulic or thermal generation.

To test a Hybrid II configuration, Hydro-Québec, working with Montreal climatic data, projected a load simulation in which the plenum heater for a representative detached dwelling, having a (diversified) peak load of 6.6 kW, was remotely shut off when the total load on the utility reached 91.65 per cent of system capacity. This level was achieved by shedding the space heating load during the 100 peak hours of the winter. Using this constraint, approximately 95 per cent of all space heating could be provided by off-peak electricity leaving only 5 per cent to be supplied by the back-up heating system.

In a Hybrid I-type projection, Hydro-Québec simulated a 15 kW heater with a diversified peak of 6.6 kW shut off by an external thermister at −15°C. At this setting, 75 of the peak 100 hours of operation could be avoided by the thermister control. So long as the utility had a small degree of surplus power, this would not present a problem. At a thermister shut-off temperature of −12°C, 89 out of the peak 100 hours on the system were escaped. At a −15°C setting, electricity could provide 80 per cent of all space heat requirements with the back-up furnace supplying the other 20 per cent. At −12°C, approximately 70 per cent of the space heating could be supplied by electricity and 30 per cent by fossil fuels.

Similarly, in a Hybrid II-type simulation using 1977 data, Ontario Hydro showed that, if heater loads were 7 kW (diversified peak), and these were shut down when the overall system load rose to 14,000 MW (about 80 per cent of record peak demand), 93 per cent of all space heating in a given detached residence could be provided through electricity and, at the same time, all system generation, transmission and distribution peaks could be avoided.

Ontario Hydro also experimented with a Hybrid I-type system, controlled by a 2-stage indoor thermostat,

for single detached residential dwellings. This experiment was based on empirical data obtained with 5.5 kW heaters designed for the purpose. The heaters were found to give a 4.6 kW diversified peak; however, because the relatively unsophisticated controls of Hybrid I do not shut the heater down automatically during the times of local or system peaks, this is not the most energy-efficient approach. In the short run, however, this factor is not crucial, nor will it become so as long as the utility has surplus generation, transmission and distribution capacity. At the moment, Ontario has such capacity. In the Ontario Hydro experiments, 87 per cent of the oil was displaced.

In all simulations and experiments, it is clear that relatively low-powered heaters in a variety of control system configurations can displace large quantities of oil — enough so that only one tank fill-up per year is necessary. Moreover, such oil fill-ups could be done through the year, avoiding peaks on the fuel refinery and delivery system.

(f) Hybrid II in Practice: The Minnkota Power Peak of Saturday, January 9, 1982

One U.S. utility, Minnkota Power, which supplies electricity in parts of Minnesota and North Dakota, has been operating a Hybrid II-type "dual energy" system since 1977[11]. Although the utility is a small one by comparison with Ontario Hydro or Hydro-Québec, it is representative on a local, small scale, of what hybrid systems could mean on a large scale.

Minnkota Power is a rural co-operative utility serving 70,000 customers over 35,000 square miles of the northern United States. It has approximately 400 MW of power available, of which 380 is taken as the maximum acceptable peak load. Minnkota Power has installed ripple controls on its interruptible loads to respond to signals from the utility itself, and this enables the utility to control these loads. About 7,000 hybrid heating systems had been installed by early 1982 and another 5,000 controlled loads of various kinds were operated by the utility. There are, accordingly, 12,000 ripple-controlled units in Minnkota's service area.

Minnkota Power has a total connected interruptible load of 248 MW which gives a diversified peak of 148 MW in practice. Accordingly, up to 100 MW can be shed as required. Of this total, 80 MW are taken up by dual energy (hybrid heating) systems.

The 1981-82 plan for load management was to set a target system load of 380 MW and manage the load to stay at or below that level for the winter season. If that level were ever to be exceeded, it would only be after the entire interruptible load had been shed; any new record peak would therefore only include non-interruptible loads.

On Saturday, January 9, 1982, Minnkota established the winter peak during the hours ending at 6:00 and 7:00 P.M., at a time when wind chill was –70°C. During those hours, the utility's entire interruptible load (100 MW) was shed, and the 380 MW target was maintained.

The load factor on this particular Saturday was 98.8 per cent and load was managed for 18 hours. The load management carried into Sunday and was continuous for over 42 hours. During that period, varying amounts of load were shed each hour to maintain the 380 MW target load.

For the 24-hour period beginning at 6:00 A.M. on Saturday, a 99.5 per cent load factor was achieved, 1268 MWH being shed during that period (the average hourly shed was 53 MW). If load had not been curtailed at peak, the uncontrolled peak would have been an estimated 490 MW (380 MW actual; 100 MW interruptible; and 10 MW losses on the interruptible).

For the seven-day period beginning January 5 and ending January 11, 1982 Minnkota's system load factor was 97 per cent. During that week, load was managed for 112 hours, and dual heating systems were on oil an average of 68 hours. During this same period, dual heating systems burned an estimated 79,000 gallons of oil. Of the 1268 MWH of energy shed, 1223 MWH (97 per cent) was due to dual heating loads and 45 MWH (3 per cent) was due to other loads such as water heaters and storage heating.

During the 1981-82 heating season, the oil back-up furnaces in the 7,000 dual heating systems were used for an average of 145 hours each. Together, these furnaces burned an estimated total of 3,600 to 5,000 gallons of oil per hour (depending on prevailing wind and temperatures). Total oil consumption during the 1981-82 season was estimated at 725,000 gallons, or an average of 100 gallons per dual installation. Total oil savings per dual installation for that season were estimated to be around 1,200 gallons, for a total saving of 8.25 million gallons of oil during the winter. This represents 93 per cent of the space heating being met by electricity, and 7 per cent by fossil fuels.

The Minnkota Power experience is noteworthy in several respects. Like the above-mentioned Hydro-Québec experience, peak demand occurred on a weekend — in this case a Saturday; it was therefore a space heating peak. Minnkota Power, however, never exceeded its acceptable load and it operated at load factors much higher than normal. Above all, the Minnkota Power experience demonstrates the technical feasibility of hybrid systems. On the economic side of matters, it should be noted that Minnkota Power offers to its subscribers the lowest cost electricity in the entire United States.

NOTES ON CHAPTER THREE: THE POTENTIAL OF THE ELECTRIC HYBRID SYSTEM

1. Sometimes referred to as a "dual-fuel" or "dual-energy" system. In this report, the expression "hybrid heating" is used as shorthand way of referring to all systems in which space heating is met by electricity for most of the time, and a storable-fuel energy source otherwise. Examples of means to provide space heat by electricity in hybrid systems include the plenum heater and the add-on heat pump.

2. *Sources for Electricity*

   a) *Hydro:* Quebec and Labrador have an additional potential, beyond James Bay, of approximately 18 million kilowatts at costs comparable to nuclear. In addition, another 20 million kilowatts of higher cost capacity in small sites exists in Quebec, although there may be capacity factor limitations on its eventual use. Moreover, the western part of the country (e.g., British Columbia) has a comparable potential. The economic potential in the other regions is of less significance, except for Manitoba. Thus a total of 40 million kilowatts at costs comparable to nuclear, and perhaps an additional 30 million kilowatts at slightly higher cost may ultimately be developed. This is more than the existing installed hydro capacity (40 million kW in 1976). If developed, it would bring total installed hydro capacity to over 100 million kW (including plant presently under construction). This is in excess of the total Canadian 1982 generating plant of all types.

   b) *Nuclear:* Measured and indicated reserves of uranium are 190,000 tonnes while additional probable reserves are 320,000 tonnes. The former would produce 10,300 billion kWH and the latter 17,300 billion in CANDU reactors at .8 per cent burn-up (7,500 megawatt-days thermal per tonne) and 30 per cent efficiency. (For Canadian Uranium, see *1977 Assessment of Canada's Uranium Supply and Demand*, Department of Energy, Mines and Resources, Ottawa, 1978). The sum of these two quantities theoretically equals 100 years of supply of electricity at the 1975 rate of total Canadian output. The ultimate Canadian reserves may even be larger than this sum. The Thorium Breeder, which may be developed by the year 2000 or soon thereafter, will greatly extend these resources. (The world's reserve of uranium are estimated to be about 5 times larger than Canada's).

   c) *Coal:* Coal resources in western Canada are about 230 billion tonnes. If a quarter of this resource were mineable, it could generate 110,000 billion kWH of electricity. This is theoretically equal to about 400 years supply of electricity at the 1975 rate of total Canadian output.

3. It is recognized that the equipment used and the installation procedures followed must meet safety standards. If, for example, the electric service entrance is not adequate to handle the additional load arising from the use of the plenum heater, it needs to be upgraded to the appropriate level, otherwise there would be a fire hazard. As well, precautions have to be taken to ensure that there is no snow or ice accumulation on the top of the chimney, which would prevent the escape of smoke and combustion gases, otherwise there would be a serious hazard to health. That these problems can be solved effectively is evidence by the widespread use of electric/oil hybrid heating in the service area of the Minnkota Power Cooperative.

4. "Degree-days" are an index of temperature differentials between comfortable indoor temperatures and the outdoor climate. Specifically one degree-day would be 1 degree Celsius below a given comfort temperature sustained for 24 hours. In this case the given comfort temperature is 18°C (65°F), taken as the point below which supplementary heating is required within the building.

5. The actual electric heater itself might well be a more powerful unit than 5-8 kW. A 60A service entrance could accommodate a 9 kW unit and a 100A entrance, 15 kW. However, these "instantaneous peak" values are not reasonable "diversified peak" values. Simply put, any given piece of electric heating equipment is expected to work only half the time. It is important to remember from a previous footnote that although the diversified peak of an all-electric heated home is 10 kW, instantaneous peaks can be much more — 20 kW. This is why the typical baseboard system or electric furnace has a rating of 20-25 kW, and this level of power requirement, in turn, requires a 200A entrance.

6. The oil-equivalent saving is calculated as follows: the total 1979 oil-fired space heat demand for the country (from Figure 1) is distributed across time according to the shape of the degree-day curve for Ottawa (which is used to represent Canada as a whole). Energy demand for space heating is expressed in hypothetical kilowatts at the generating station, and allowance is made for furnace and transmission/distribution losses. In translating the oil energy into its electrical equivalent, a furnace efficiency in 1979 of 55 per cent is assumed, as are transmission/distribution losses of 10 per cent. Figure 7 shows installed electric capacity on December 31, 1979, assuming it remained

constant over the period August 1979 — July 1980. Any capacity that is not needed for other uses at any moment is assigned to space heating. All available capacity, including the ready reserve, is used. However, oil- and gas-fired "peaking" plant is not included in the hybrid heating calculations because it can not economically be run continuously.

7. Prepared in computer simulations by Hydro-Québec and confirmed by actual empirical tests by Minnkota Power Cooperative in the northern United States.

8. An electric heater with a rating of 7(15) kW would imply a diversified peak of 4-8 kW to the utility.

9. Clark, Thomas E., *The Hybrid Electric Heating Industry in Canada*. Report prepared for MOSST.

10. Hydro-Québec, *Rapport pour le Ministère d'État Sciences et Technologie Canada: Chauffage Bi-Énergie dans le Secteur Résidentiel*, Montreal, 1982.

11. Minnkota Power uses the term "dual energy" rather than "hybrid heating".

CHAPTER FOUR: THE ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL BENEFITS OF HYBRIDS TO CANADA

If hybrid heating systems were adopted on a wide scale and existing electric generating plant employed much closer to full capacity, the benefits to Canada would be considerable. They would show up in improved national energy security and self-sufficiency, better returns on energy capital, and a greater market for Canadian electrical and new electronics technology. In the long-run, this would lead to steadily lower real electricity prices to consumers and business — because the existence of hybrid systems would encourage the gradual substitution of baseload generating capacity for intermediate plant which is more expensive to operate.

(a) Contribution to Security of Energy Supply and Energy Self-Sufficiency

If all buildings in Canada which currently use oil for space heat were to switch to electric/oil hybrid heating, and if the electric generating plant available to be drawn upon were the same as in 1979, 80 per cent of the oil now used for space heating would be displaced with a Hybrid II system. From Figure 1, it can be calculated that this represents 636,000 terajoules of secondary energy, or the equivalent of approximately 350,000 barrels of crude oil per day, on an annual basis. This is close to Canada's 1979 net oil imports of 400,000 barrels/day. In other words, use of the existing generating plant and transmission and distribution systems in hybrid heating systems would make a major contribution to helping Canada achieve self-sufficiency in heating fuels.

To illustrate the extent to which hybrid heating can reduce dependency on imported oil, the hypothetical contribution of this system in Quebec and Ontario in 1979 is shown in Figures 8 and 9, respectively. The figures show that the excess electrical capacity available for hybrid heating could have provided 70 per cent of the space heating supplied by oil in Quebec in 1979, and 90 per cent in Ontario.

For the MOSST project a secondary energy supply and demand balance was calculated for each province, and data for Quebec and Ontario are shown here in Figures 10 and 11. In Quebec, it can be seen that the oil used for space heating in 1979 was equivalent to 295,000 tejaroules. If the electric component of hybrid systems had provided 70 per cent of this, it would have supplied 207,000 terajoules. The corresponding figure for Ontario was 217,000 terajoules out of 241,000 terajoules, assuming 90 per cent of the oil space heating needs had been provided by electricity in hybrids.

Taking both together, the total back-out of oil in 1979 would have been 424,000 terajoules. Moreover, it has been demonstrated[1] that hybrid heating reduces oil consumption not just by displacing it but by improving the efficiency of the oil furnace on those occasions when it is called into action. As it operates only when the temperature is coldest, the furnace cycles less frequently and this improves its seasonal efficiency. This gain is equivalent to an additional 5 per cent of displaced fossil-fuel — another 21,000 terajoules — for a total of 445,000 terajoules in Ontario and Quebec alone (83 per cent of the space heating provided in both provinces by oil)[2].

The equivalent of all the oil used for space heating in Ontario and Quebec has, in effect, to be imported from outside Canada whereas their electricity is generated mostly from Canadian resources[3]. Based on these figures, a hybrid heating strategy would spare Canada the need to import approximately 120,000 barrels of crude oil per day for Quebec and 130,000 barrels for Ontario, for a total of 250,000 barrels per day on an annual basis.

(b) Impact on Capital Markets

The widespread adoption of hybrid heating would place no strain on Canadian capital markets and should help to ease the pressure on interest rates. This is one of its most important benefits.

Hybrid heating increases sales of electricity by using existing generation, transmission and distribution plant, and the costs to a utility of providing off-peak power from existing facilities is extremely low. Accordingly, no new plant needs to be built and recourse to capital markets is unnecessary. In other words, because the hybrid system is designed not to add to existing peaks arising from other demands, the building of new generating plant and transmission and distribution lines for purely space heating purposes — and the resulting need to borrow on capital markets — can be deferred for many years. In the case of Hybrid II systems, the utility would have to incur some capital for the appropriate remote control equipment. However, these costs would be lower than those of expanding generating plant and of upgrading transmission and distribution solely to supply a larger space heating market.

The sums involved can be illustrated by comparing the capital cost of generating plant and transmission and distribution facilities for all-electric heating with the capital cost of the remote switching equipment for a Hybrid II installation. At the present time, generating plant calls for a capital expenditure of $1,000 per kilowatt, and the average all-electric resident would require 10 kW at peak solely for space heating. This necessitates a dedicated investment by the utility of $10,000 for generating plant per average house. Transmission and distribution equipment requires capital costs in the same amount, for a total investment by the utility of $20,000 per average

FIGURE 8

HEATING POTENTIAL OF OIL/ELECTRIC HYBRID IN QUEBEC, 1979-80

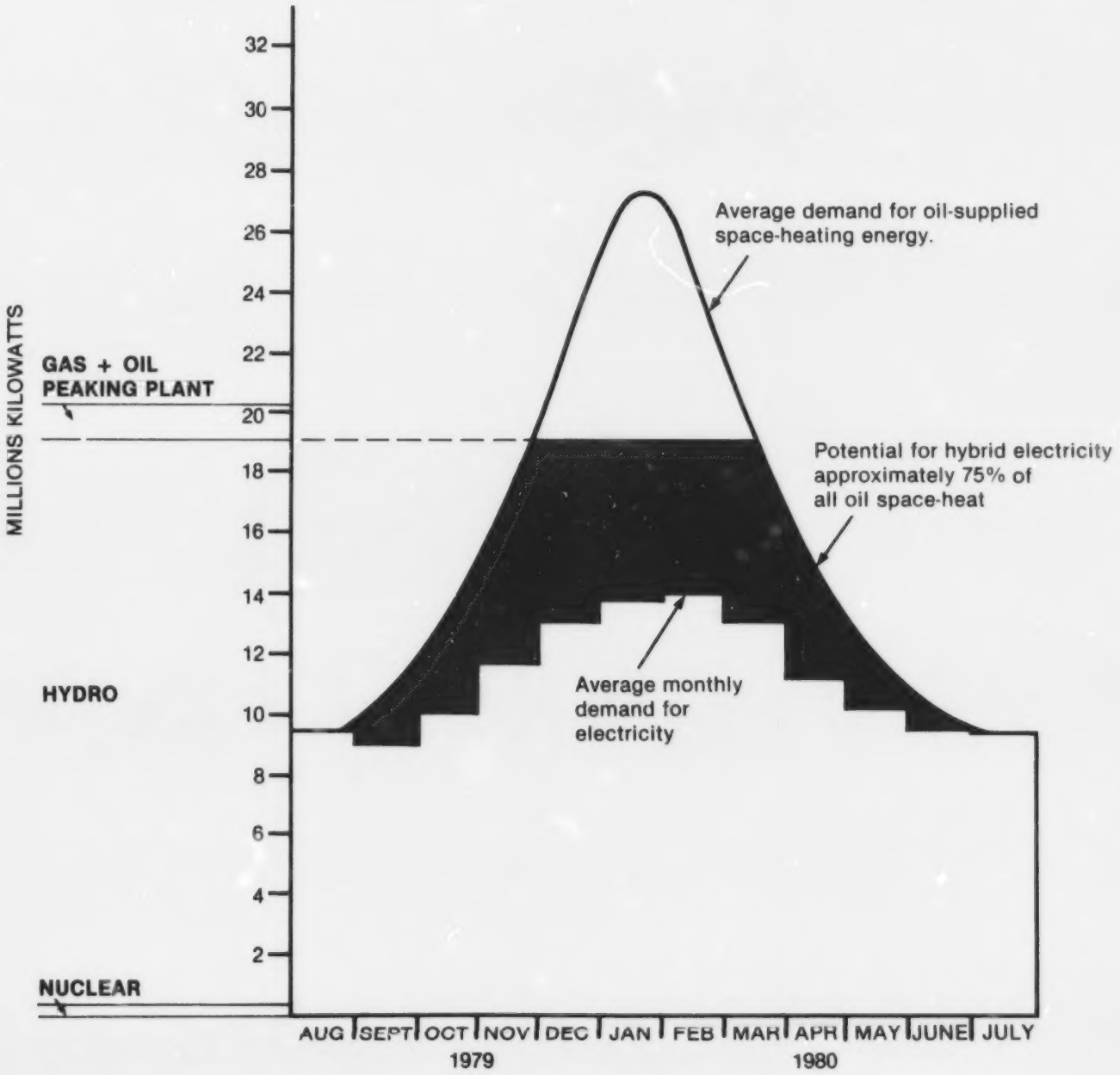


FIGURE 9

HEATING POTENTIAL OF OIL-ELECTRIC HYBRID IN ONTARIO, 1979-80

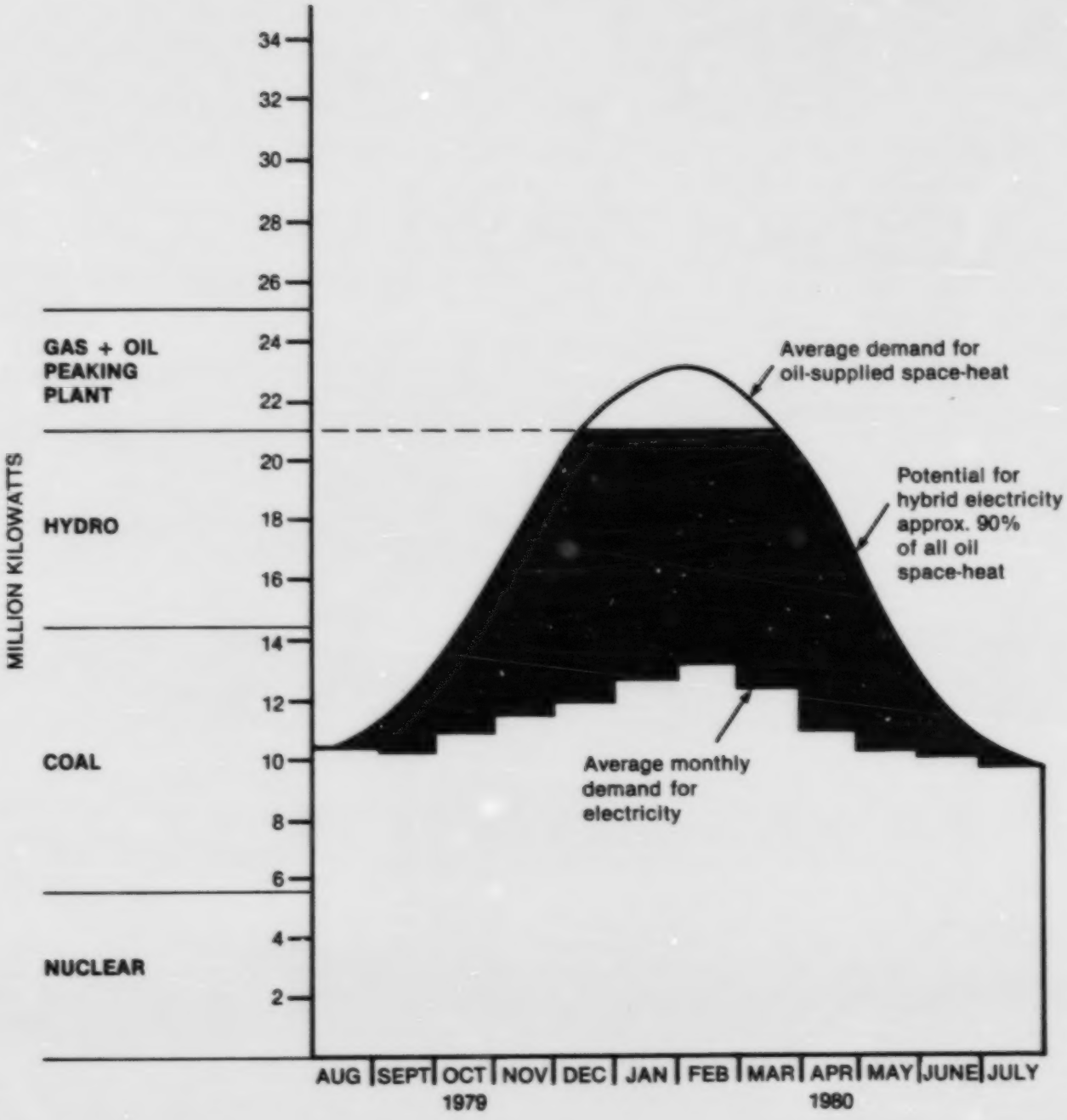


FIGURE 10

QUEBEC'S END-USE ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE, 1979

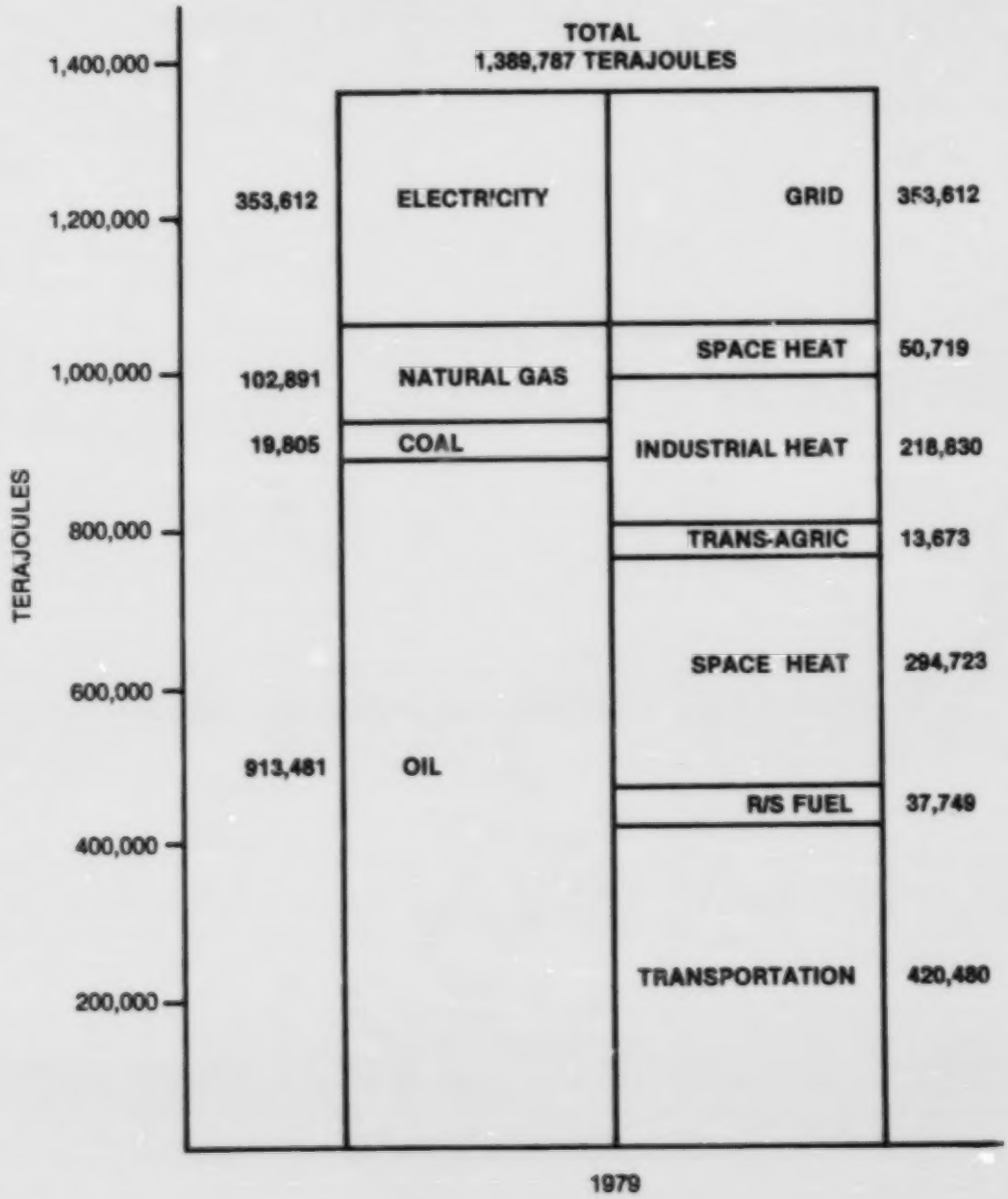
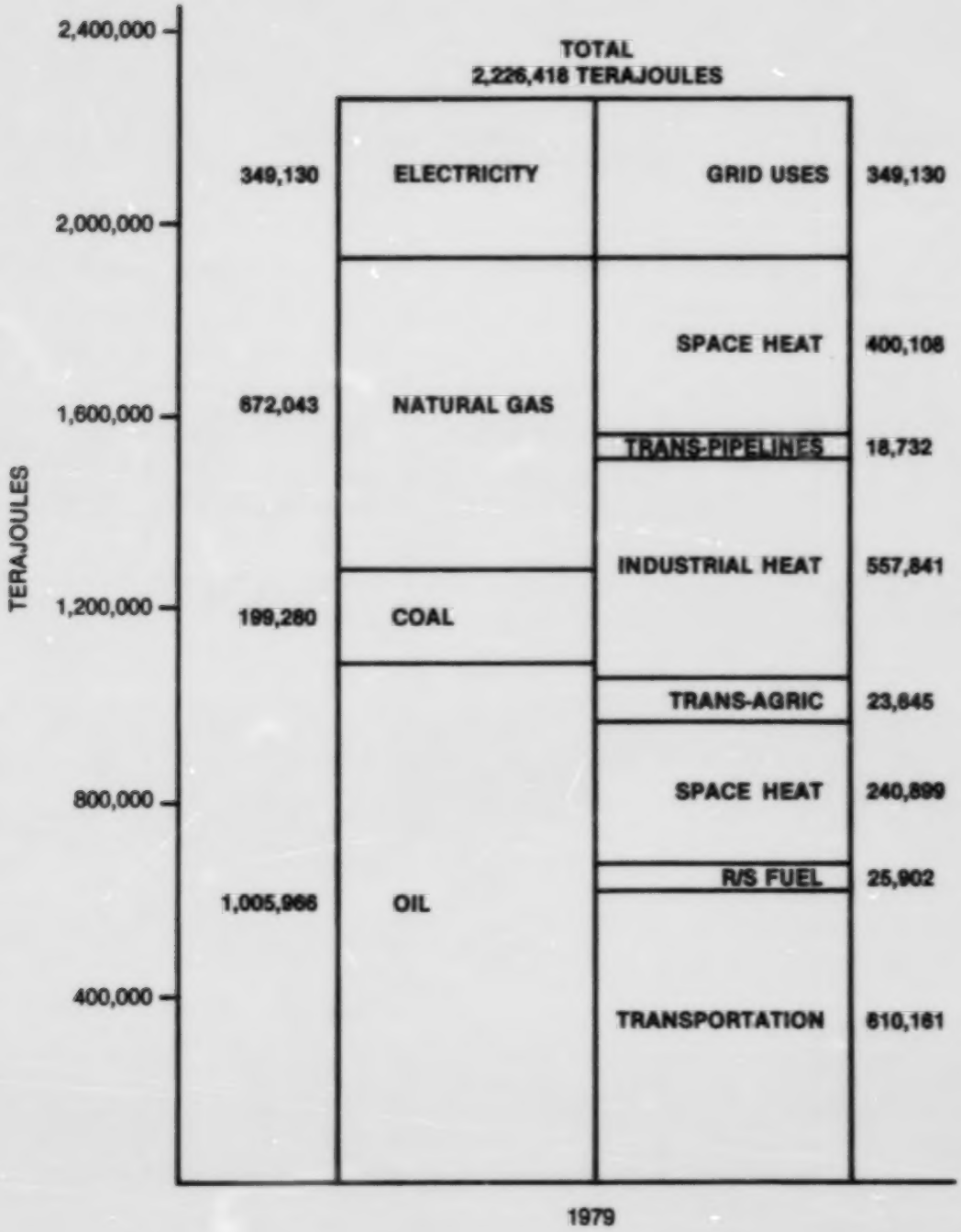


FIGURE 11

ONTARIO'S END-USE ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE, 1979



house. By contrast, according to figures developed by Hydro-Québec, the complete cost of controls for operating a Hybrid II system would be in the range of $682-$1264 per household, depending upon the specifications and design of the equipment[4]. These figures include the costs of equipment for the transmission of command signals from the central source, as well as for their reception and appropriate response by the residential heating system.

The Hybrid I system requires no expenditures on the part of the utility to put controls into place. However, it is a less effective system in that it does not automatically prevent demand peak coincidence. Nevertheless, so long as the utility has large amounts of surplus generating plant and adequate transmission and distribution facilities, this is not a severe drawback.

In short, the investment required on the part of the utilities for the implementation of hybrid heating is at most 10 per cent of that required for all-electric space heating. The impact on capital markets is of the same order.

Natural gas also requires substantial investments in pipeline infrastructure before it can be effectively substituted for oil. According to figures from Consumers' Gas, the investment per new residential customer in established areas is about $1,400. In areas of new construction, the investment is reckoned to be about $800 per customer. To these costs to the local gas utility have to be added those of any major eastern extension to the Trans-Canada Pipeline (e.g., TQM pipeline) and of any new laterals. The financing of such infrastructure would make heavy demands on capital markets: amounts of $1 billion and higher have been mentioned for the TQM pipeline.

From these figures, it is clear that the more efficient use of existing electrical facilities in hybrid heating systems would weigh the least heavily on capital markets in the short term, and in the long run as well.

(c) Technical Advantages to Electric Utilities

The adoption of electric hybrid heating would result in substantial advantages to electric utilities. First, it would provide them with the possibility of generating and usefully deploying much more energy with any given stock of electric generation, transmission and distribution equipment, thereby raising the load and capacity factors. If a constant demand were placed on the utility's generating plant throughout the heating season by the adoption of hybrid systems in otherwise oil-heated homes, it could easily raise the annual load factor for the country's total electric system to 85 per cent from its present value of 65 per cent and improve the capacity factor to 75 per cent from the present 46 per cent. Most of the load would thus be "base", with a small amount of "intermediate" and no "peaking" load. The most suitable generating plant to serve this load would be the type with high continuous availability and low fuel cost. Nuclear (CANDU), which is available 85 per cent of the year and has very low fuel costs, fits these conditions well. Hydro with annual water storage[5] (e.g., James Bay) would also be excellent. Coal-fired plant could also be used.

From a utility's point of view, the overall effect of adopting hybrid heating, particularly of the Hybrid II-type, would be to create a flattened load from September to June, leaving a convenient summer valley for necessary maintenance. Between the flat load derived from the complementarity of heating and non-heating uses, and the opportunity to put the reserve capacity to good use, the overall annual capacity factor would be at least 50 per cent higher than it is now; that is, 50 per cent more practical end-use energy could be generated from a given fixed capacity. This would have the effect of significantly reducing the unit costs of electricity. In a Hybrid I or II system with separate metering for off-peak electricity, these savings could be passed on to consumers in the form of substantially lower rates (as discussed below).

Hybrid II-type heating can also serve as a buffer for planning errors in electric capacity by absorbing them without serious harm to any of the interested parties. Space heating in such a system constitutes a buffer market. If a sufficient amount of electrical generation, transmission and distribution capacity has been allocated to hybrid heating purposes, the back-up system can serve as insurance, to be brought into service when power required elsewhere is withdrawn for re-allocation to other uses. By making it possible to accommodate larger demand forecast errors, Hybrid II renders the system self-adjusting.

Another advantage is that the hybrid is likely to improve the utilities' reliability of service. The widespread adoption of all-electric space heating would bring with it yet another problem aside from costs. While there is a risk of breakdown in any system, the extensive use of all-electric heat would increase that risk at the worst time, i.e., during very cold weather. Should a breakdown occur across a large geographical area during such conditions, and should it last for a long period, not only would this result in potential damage to life, health and property, but, as well, there would be substantial problems associated with the restoration of power. The grid would have to supply not only the peak heat demand but also additional power to bring the depressed building temperatures back to their normal level. Such additional power might not be available because of inadequate reserves and, if the entire network were to be reconnected, the resulting overload could cause yet another general failure[6]. To avoid the risk, power would have to be restored section by section. Even so, the danger of overloading local equipment would remain and could only be eliminated by building substantial and costly overcapacity into local distribution equipment. In any case,

complete power restoration might be lengthy, with people and property exposed to the danger of serious harm in the meantime. Hybrid II can provide strong protection against these dangers. The possibility of shutting down the heaters over a wide geographic area by remote control serves as the system's reserve. Even under such shutdown conditions, power would remain available to ignite fossil-fuel furnaces and operate other vital equipment.

(d) Economic Benefits to Electric Utilities

The economic implications of hybrids are considerable. Only a very small revenue flow would be needed from the electricity supplied for off-peak heating to recover the marginal cost of running existing baseload and intermediate plant throughout the off-peak period.

This can be illustrated by the marginal costs of providing electric space heat in hybrid systems over the 12-month period including the 1979-80 winter season during which Canadian utilities generated 292 billion kWH at a capacity factor of 46 per cent. From Figure 7, it is possible to calculate that, theoretically, they could have usefully generated 437 billion kWH. The extra 145 billion kWH could therefore have been used to supply hybrid heating in currently oil-heated buildings, in which case the utilities would have been operating at 69 per cent capacity factor.

Although detailed data on all Canadian electric utilities' cost profiles is not available, a hypothetical but representative cost comparison for 1979-80 is shown in Figure 12.

First, an attempt has been made in Demand Profile "A" to capture the actual 1979-80 capital carrying costs (in 1980 dollars) of utilities by assuming a 35 per cent depreciation from replacement cost. Then, an attempt has been made in Demand Profile "B" to capture the hypothetical cost of a greater amount of electricity supplied from the same plant operating at a higher capacity factor. Of the total 6044 kilowatt-hours per year theoretically produced by each kilowatt of generating plant, most are shown to be produced by the intermediate (coal) component of the total generating mix. This represents the utilities' most likely short-term response to meeting the increased demand that would result from the adoption of hybrid heating: greater output from intermediate, or surplus baseload (if any), generating plant.

Based on the data contained in Figure 12, the average cost per kilowatt-hour to meet the actual load (Demand Profile "A") in 1979-80 would have been 4.15¢/kWH (in 1980 dollars). If, however, the same plant had produced the additional power to meet the hypothetical Demand Profile "B" (hybrid heating demand added), average unit costs would have been reduced to 3.5¢/kWH (in 1980 dollars).

To meet Demand Profile "A" (the actual load for 1979-80), it cost the system $12.12 billion (292 billion kWH at 4.15¢/kWH). To meet Demand Profile "B", it would have cost the system $15.30 billion (437 billion kWH at 3.50¢). The additional 45 billion kWH for the hybrid heaters would therefore have cost utilities an extra $3.18 billion, which would only have been 2.19¢/kWH, which is less than the average.

Although the figures for Demand Profile "B" are only a hypothetical representation of utilities' 1979-80 cost structures, in the course of their participation in the MOSST project, Ontario Hydro identified an off-peak fuel cost for coal-fired plant of approximately 2.1¢/kWH. This figure suggests that off-peak power for hybrid systems using existing plant would be in the range calculated in the MOSST examples.

Moreover, it can be seen from Figure 12 that the existing demand for electricity has not been disturbed in the theoretical Demand Profile "B". This profile makes allowance for the operation of peaking power combustion turbines. The 69 per cent capacity factor was chosen so that, even with some peak coincidence, the generation, transmission and distribution systems would not be over-loaded. Thus, the figures would be applicable to both Hybrid I and Hybrid II systems. Some extra operating costs have been factored into the calculations, to take account of the higher level of maintenance required for coal-fired plant used more continuously.

In the 1979-80 hypothetical representation of Figure 12, the off-peak incremental power for the hybrid heaters comes from intermediate coal-fired plant. If a utility knew beforehand that it could capture a large market at high load factors, it would steadily acquire more baseload plant (i.e., cheapest to operate in long run) in the course of renewing its equipment. The incremental cost of the off-peak power for the hybrid heaters would be correspondingly reduced. This can be seen by referring to Figure 5 — which showed the theoretical cost differences between generating plant running at high (70 per cent) and average (46 per cent) capacity factors. Figure 5 was based on replacement cost values but, in practice, utilities can not acquire high capacity systems overnight. All the same, the figures developed from Figure 5 show the costs (in 1982 dollars) for fuelling hybrid heating over the time period 1990-2010, provided in the meantime the utilities take steps to acquire optimum plant in the course of their capital expansion.

As was shown earlier in Figure 5, at 46 per cent capacity factor, and at current replacement costs, Canadian utilities, on average, would require future revenue of approximately 5.74¢ per kWH[7] to achieve total cost recovery over a generating mix that is representative of present installations. By contrast, were utilities to run their plant at 70 per cent capacity factor, average revenue would only need to be about 4.13¢/kWH for full cost recovery. In the latter case, total expenditures for electricity generation would not be much greater

FIGURE 12

HYBRID HEATING IN 1979-80: A REPRESENTATIVE COST COMPARISON*

Costs to Meet Demand Profile "A": The Actual 1979-80 Load

I. CAPITAL COSTS PER WEIGHTED KILOWATT OF PARTLY (35%) DEPRECIATED GENERATING PLANT:

55% $429.00 — Baseload component (nuclear large hydro)
35% $107.25 — Intermediate component (coal, hydro)
10% $ 19.50 — Peaking component (turbines)
$555.75 TOTAL

II. CAPITAL COSTS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION:

$650.00

TOTAL CAPITAL COSTS: $1,205.75

III.
(a) ESTIMATED ANNUAL REAL "USE-OF-CAPITAL COSTS (10%):

$120.57

AT 46% capacity factor (actual for 1979-80), this has to be amortized against 4030 kWH = 3.0¢/kWH

(b) FUEL/OPERATING COSTS (weighted kWH)

Uranium (55%) = .1¢/kWH
Coal at $30/ton (35%) = .47¢/kWH
Turbines (oil at $30/barrel) (10%) = .58¢/kWH

IV. GRAND TOTAL COSTS: = 4.15¢/kWH

Costs to Meet Demand Profile "B": If Hybrid Had Been Introduced Into The Actual 1979-80 Load

I. CAPITAL COSTS PER WEIGHTED KILOWATT OF PARTLY (35%) DEPRECIATED GENERATING PLANT:

SAME AS FOR DEMAND "A" — ACTUAL 1979-80

$555.75 — TOTAL

II. CAPITAL COSTS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION:

SAME AS FOR DEMAND "A" — ACTUAL 1979-80

$650.00

TOTAL CAPITAL COSTS: $1,205.75

III.
(a) ESTIMATED ANNUAL REAL "USE-OF-CAPITAL" COSTS (10%):

$120.57

At 69% capacity factor (theoretically available through hybrid heating), this has to be amortized against 6044 kWH in 12 months = 2.0¢/kWH

(b) FUEL/ORDINARY OPERATING COSTS (weighted kWH)
Uranium (37%) = .07¢/kWH
Coal at $30/ton (57%) = .77¢/kWH
Turbines (oil at $30/barrel) (6%) = .45¢/kWH

(c) EXTRA OPERATING EXPENSES (taken as 15% of all fuel costs) = .21¢/kWH

IV. GRAND TOTAL COSTS: = 3.5¢/kWH

* See text for more detailed explanation.

because of the cost of the extra power. The difference between the implied total revenues for each case can be calculated, as in Figure 12, but based on the revenue requirements that were shown in Figure 5. The high-capacity (baseload) system would produce 437 billion kWH at 4.13¢/kWH for a total cost of $18.05 billion. The average capacity system (a mix of baseload, intermediate and peaking plant) would produce 292 billion kWH at 5.74¢/kWH for a total cost of $16.76 billion. The additional 145 billion kWH in the 69 per cent capacity system could be generated at a marginal cost of only $1.29 billion. This is approximately 1¢/kWH and four times cheaper than average current cost of electricity. Under ideal conditions, the rate a utility with optimum plant could charge for the off-peak power in a hybrid system could, in theory, be as low as this.

Moreover, the opportunity to reduce costs through higher load factors gives electric utilities numerous options in rate differentiation. A utility anticipating deteriorating load factors, possibly owing to increasing electric space heat penetration, might well project increasing real prices to consumers. If, however, the load and capacity factors improve through hybrid heating, actual costs would decline. If the utility held to its previously projected rates for firm power, there would be a considerable surplus of revenue. This surplus could be used to reduce the rate for off-peak power or to assist homeowners and building proprietors to install the appropriate hybrid heating equipment. The electric utilities would have many other options, as they would be working on a declining real cost curve. They could readily convert these options into beneficial incentives to the consumer.

(e) Incentives for Using Hybrids and the Potential Economic Gains to Consumers

There are several ways in which the savings which result from the increased efficiency of hybrid space heating systems can be passed on the consumers. For example, electricity used by heaters in Hybrid I or Hybrid II systems can be metered separately and charged at a preferential off-peak or interruptible (as the case may be) rate. This is the most direct method, and it is the one used by Minnkota Power. Another possibility is for the electric utility to supply a fixed volume of free or low-cost fuel oil per heating season to each subscriber who uses hybrid heating (this is cheaper for the utility than to build expensive additional plant for all-electric space heating, which stands idle much of the time). Utilities can also offer conversion grants to encourage subscribers to convert to electric hybrid heating systems, as Hydro-Québec and Ontario Hydro are doing.

On November 15, 1982, Hydro-Québec announced a program under which it began to offer a $650 non-taxable grant (over and above the COSP grant) to home owners who convert from oil to electric/oil hybrid systems. The target of the program is to cause 78,000 conversions by 1985 and it is reckoned that it can cost the utility up to $50 million when all expenses are taken into account. Initially, Hybrid I systems will be used, but plans call for their adaptation to Hybrid II with preferential rates for interruptible electricity when the required equipment becomes available. The main purpose of this program is to increase sales of electricity without adding to peak demand.

As well, on March 28, 1983, Ontario Hydro, together with the Ontario Municipal Electric Association and the Association of Municipal Electrical Utilities, announced a program under which it and participating utilities will cover the $200 cost of pre-service checks and electrical inspection for homeowners who have a 9 kilowatt plenum heater installed in the main air duct of existing furnaces.

To gain a perspective on possible incentives for hybrids and how much they would mean to business and consumers, it is necessary to consider the present and projected future costs of heating buildings in Canada. For simplicity's sake, all comparisons shown here will be for an "average" residence located in Ottawa. The "average" residence is a well insulated, detached building containing a normally-used living area of 121 sq. meters (1200 sq. ft), not including any basement. As Ottawa is fairly representative of the Canadian winter climate at about 4500 Celsius degree-days per year, it provides a convenient statistical baseline for making consistent comparisons.

Typically, the average residence consumes about 700 gallons (about 3,200 litres) of home heating oil per year. At 165,000 BTU/gallon (37,000 BTU per litre), this is approximately 115 million BTU of secondary energy. At a furnace efficiency of 60 per cent, this represents 70 million BTU of tertiary energy (warm air inside the home). Since secondary and tertiary energy are virtually identical in the case of electric heating, the average heating requirements per house of approximately 21,000 kWH given by Hydro-Québec and Ontario Hydro represent the same amount of end-use energy (70 million BTU). For natural gas, if furnace efficiency is 60 per cent, a tertiary requirement of 70 million BTU implies 115 million BTU or 115,000 MCF of gas delivered to the burner[8]. In practice, of course, differently insulated, larger or smaller buildings, or buildings in rows or other complexes, have quite different requirements. However, this does not change the ranking of costs of different fuels.

The particular "off-oil" strategy chosen by a consumer will be influenced by his or her assessment of several variables besides the current prices of different fuels. It will depend as well on an assessment of future fuel costs and also on the capital costs of conversion. The relative prices of fuel can change, and some systems are cheaper than others. Capital costs must therefore be factored into any decision. There are also maintenance costs to be taken into account.

(f) Heating Fuel Costs: 1982-83

For the 1982-83 heating season in Ottawa (using fuel prices in effect in March 1983), among the common alternatives for space heating, the costs of fuel alone were approximately as follows:

FIGURE 13-a

1982-83 FUEL COSTS (OTTAWA)

FUEL	QUANTITY CONSUMED	UNIT COST	TOTAL FUEL COST
Oil	700 gallons (3200 litres)	$1.47/gal (33.7¢/litre)	$1,099
Gas	110,000 MCF	$6.63/MCF	$ 762
Electricity (all-electric)	21,000 kWH	3.86¢/kWH	$ 811

Source: Unies Ltd., *Costs of Residential Space Heating Alternatives in Major Canadian Cities Including Hybrid Heating Systems.* Winnipeg, 1983.

These figures show that natural gas is the cheapest fuel to heat an average-sized Ottawa home in particular, and any other building in general. Oil is the most expensive.

All these figures are based on current prices and rate structures — they assume or project no change in the way utilities or oil companies would charge for their products. Given the same prices and rate structures, how would the price of hybrids compare with traditional heating methods?

FIGURE 13-b

1982-83 HYBRID HEATING COSTS WITHOUT INCENTIVE (FUEL COSTS ONLY)

SYSTEM	QUANTITY	UNIT COST	TOTAL FUEL COST
Electric/Oil Hybrid (80% electric, 20% oil Hybrid II system or Hybrid I system with thermister set at -15°C or lower	16,800 kWH 553 litres (includes improvement in seasonal efficiency to 75%)*	3.88¢/kWH 33.7¢/litre	$648 + 192 = $834

* Oil furnaces show gains in seasonal efficiency in hybrid modes, as they only operate in colder weather, and hence cycle less frequently. Less heat loss through the chimney associated with start/stop operation is registered.

Based solely on present prices and rates in central Canada (i.e., Ontario and Quebec), the consumer has little or no incentive on the grounds of fuel costs to buy a hybrid system. This is logical because the hybrid described here involves using some oil, the most expensive fuel, and some electricity, the next most expensive fuel.

(g) Maintenance Costs

The useful life and performance of any heating plant depends largely on the degree and regularity of maintenance. In practice this varies widely from unit to unit according to homeowner preference. In this report an expected lifetime of twenty years is used as a basis for the amortization of costs and for the definition of maintenance schedules. Below are outlined representative schedules for, and the 1983 costs of, maintenance and repairs for each of the heating systems:

(i) oil furnace
- —annual furnace service visit $ 35 each
- —annual cost of filters $ 5
- —chimney cleaning (years, 4, 8, 12, 16, 20) $ 37
- —major repair to air circulation system (year) 10 $110

(ii) natural gas furnace
- —biennial furnace service visit (years 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18) $ 32 each
- —annual cost of filters
- —major repair to air circulation system (year 10) $110

(iii) electric furnace
- —service plus electrical repairs (years 4, 8, 12, 16) $ 32 plus $100 each
- —annual cost of filters $ 5
- —major repair to air circulation system (year 10) $110

(iv) oil/electric hybrid
- —biennial service of oil furnace including electrical component (years 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18) $ 35 each
- —annual cost of filters $ 5
- —chimney cleaning (years 10, 20) $ 37 each
- —electrical repairs (years 4, 8, 12, 16) $100 each
- —major repair to air circulation system (year 10) $110

It should be noted that all non-expendable furnace components are assumed at the beginning of the amortization period to have an expected lifetime of twenty years, and consequently no exceptional allowance for maintenance and repair of these components has been included above.

Maintenance costs can thus be summarized in a comparative table:

FIGURE 14

ESTIMATED LIFE-CYCLE ANNUAL MAINTENANCE AND REPAIR COSTS FOR RESIDENTIAL SPACE HEATING OPTIONS*

Existing oil furnace:	**$53**
Natural gas conversion unit:	**$25**
Natural gas furnace:	**$25**
All-electric furnace:	**$37**
Oil/electric hybrid:	**$49**

*** Equivalent Uniform Annual Costs (Assuming 20-year life, 1983 dollars, 10 per cent "Real Use of Capital", 8 per cent real interest rate).**

Once again, from the point of view of maintenance costs, there is no particular incentive to adopt hybrid heating. If capital costs are taken into account in the analysis, however, there is a difference.

(h) Total Heating Costs: Capital Charges and Fuel

If capital cost charges for conversion are introduced, then gas still has an edge over all-electric systems, as it is generally less expensive to convert to gas than to all-electric.

However, the hybrid system has one economic advantage that appears when capital costs alone are considered: it is the cheapest to install because it does not require the upgrading of the service entrance and uses many components of the existing system. Current purchase and installation costs of hybrid heating are about $1,000-$1,400[9] compared with $1,600 for natural gas[10] and $2,400 for all-electric systems. Only the natural gas conversion burner, which uses many parts of the existing oil furnace, provides an off-oil option comparable in capital costs to hybrid electric/oil systems. A representative cost would be $1,100, but there are only a limited number of homes in which it can be installed. With COSP grants, the consumers' immediate net outlay is $500-700 for hybrid systems, compared with $650-$800 for natural gas and $1,600 for all-electric. However, COSP grants are taxable and the income tax paid must be added to the capital cost of conversion. In our calculation, we assume a marginal tax rate of 35 per cent. As well, the real annual use-of-capital rate is assumed to be 10 per cent.

Figure 15 summarizes all costs for the consumer going "off-oil" — assuming March 1983 prices and rates. It shows that, for the present, oil is the most expensive fuel for space heating, and gas the cheapest. Hybrid heating is the next least expensive, followed by all-electric heating. If 80 per cent of the oil is backed-out, and the efficiency of the oil furnace is improved, as has been the case in existing installations, within the existing price structures hybrid heating is only about 6 per cent more expensive than gas with a new gas furnace, and about 10 per cent more expensive than the gas conversion burner option.

If, however, a further incentive, such as preferential rates, were offered to use electricity for space heating at off-peak times, the picture would change significantly and hybrid heating would become strongly competitive.

Hydro-Québec is already developing a rate structure for hybrid systems, and has stated its intention to implement them throughout its system for home heating purposes. For the 1982-83 heating season, it is offering an off-peak rate structure for a Hybrid II-type system on an experimental basis. Rate "E", as it is called, bills consumers for electricity on the baseload/peaking plant differentiation, and it is available to a certain number of pre-selected subscribers who have adopted electric/oil hybrid heating systems. Most of the time, electricity will be available at 2.3¢/kWH, or about two-thirds the average 3.5¢ rate for Quebec. However, for up to 300 peak hours each year, all electricity will carry a price of 18¢/kWH — four and half times the average rate (most of those hours will fall in January). This is an approximate reflection of the per-kWH capital cost of combustion turbines, given their infrequent use. Hydro-Québec guarantees that this price will be applied to no more than a maximum of 300 hours per year (out of 8760 total) — that is, about 3 per cent of the time, or 5 per cent of the heating season. The consumer is alerted by a signal in his/her residence when the peak time period has been entered. In some cases, Hydro-Québec switches off the plenum electric hybrid heater ("Hybrid II") by remote control. In other cases, subscribers have to switch them off manually. The peak time period is not linked automatically to either time-of-day or temperature but rather to the aggregate load on the utility.

Time-of-day rates, it is worth noting, have long been considered by the electric utilities and, indeed, have been used in the past to encourage the use of off-peak electricity. Although such rates reflect real load characteristics on average, they cannot capture utility generating costs over time and could create serious problems to utilities if offered as a commitment to users for space heating purposes over a full season. Peak loads have occurred at times which would normally be designated "off-peak" — as was the case on Sunday, January 4, 1981, for Hydro-Québec.

The centrally controlled hybrid — Hybrid II — gets around this problem. It does not matter when space heating related demand peaks and valleys occur, since space heating becomes an interruptible load that the utility can control in accordance with circumstances. Even so, Hybrid I would make a major contribution towards improving the utility's load characteristics. It is therefore quite appropriate on economic and practical grounds for a utility to offer differentiated rates in hybrid markets. From the standpoint of equity, some of the benefits accruing to the utility because of their improved load factor should flow to the consumer. The electric component of the hybrid system, running mostly or entirely off-peak, results in lower than average costs to the utility, so there is an economic justification for differentiated rates. Additionally, it is quite practicable from both the consumer's and utility's points of view to use the hybrid system and share the benefits. The consumer has a back-up furnace to meet space heating needs if the electric heater is shut down, and the electric utility will not be faced with any enormous technical problem ("flyback effect") when it tries to supply power for re-connected electric heaters.

As noted earlier, both Hydro-Québec and Ontario Hydro co-operated with the MOSST project in preparing detailed cost simulations for hybrid heating systems. The Hydro-Québec figures confirmed the viability of Rate "E" for a Hybrid II system. As part of its research, Ontario

FIGURE 15

1982-83 TOTAL HEATING COST FOR AVERAGE-SIZED RESIDENCE IN REPRESENTATIVE CLIMATE (OTTAWA): HYBRID HEATING SYSTEMS WITHOUT INCENTIVE ELECTRICITY RATE

SYSTEM	ANNUAL FUEL COST	ANNUAL MAINTENANCE COST	ANNUAL CAPITAL CARRYING COSTS (WITH COSP GRANT)	TOTAL ANNUAL HEATING COSTS
Oil furnace at 60% seasonal efficiency	$ 1,097	$54	No Conversion	$ 1,151
Natural Gas — new furnace at 60% seasonal efficiency	$ 762	$25	$ 108	$ 895
Natural Gas — conversion burner at 60% seasonal efficiency	$ 762	$25	$ 74	$ 861
All-electric with 200A entrance	$ 811	$37	$ 188	$ 1,036
Dual-Energy/Hybrid Heating 80% electric 20% oil with furnace seasonal efficiency of 70%	$ 834 (16,800 kWH - $648 553 litres - $186)	$49	$ 74	$ 957
Dual-Energy/Hybrid Heating. As above, but including utility incentive grants under Hydro-Québec and Ontario Hydro programs.	$ 834	$49	$ 22 (Qué.) $ 50 (Ont.)	$ 905-933

NOTES: All conversions amortized over 20 years at 8 per cent real interest rate (10% real "use-of-capital"). COSP grants effective value reduced by 35% to allow for marginal tax increase. There may be additional local taxes (e.g., Québec's 9% provincial sales tax levied on electricity sales) which may need to be taken into account in comparing fuel costs outside Ottawa.

Hydro costed a Hybrid I-type system which displaced 87 per cent of the oil used for space heating. However, it was also found to be partially peak-coincident and, accordingly, Ontario Hydro assigned costs to the heater that not only represented marginal fuel costs but also included an adjustment for the capital cost of generating capacity, transmission and distribution equipment.

This costing arrangement supposed a 1982 revenue requirement of 2.92¢/kWH, or 3.2¢/kWH to allow for the 1983 rate rise, for the electric component of the hybrid. This figure is higher than the equivalent 1982 rate of 2.3¢/kWH under Hydro-Québec's Rate "E", but the marginal and operating costs would in any case be higher for Ontario Hydro's thermal-based system. Even so, the 1982 revenue requirement calculated by Ontario Hydro is 18 per cent less than its 1982 average rate of 3.6¢/kWH.

Ontario Hydro also simulated the costs of a Hybrid II-type system designed to avoid local and system peaks. Calculations for Hybrid II-type systems showed a 1982 revenue requirement of 2.72¢/kWH (raised to 2.9¢/kWH for 1983). This figure includes some cost recovery for additional transmission and distribution capacity associated with the maximum use of Hybrid II type opportunities. Moreover, the simulations show that if the utility were able to offer power for hybrid heating without having to incorporate costs for additional transmission and distribution equipment, the power for a Hybrid II-type

system would be available for 2.38¢/kWH (raised to 2.6¢/kWH for 1983, for consistency with other figures). This, however, could only be achieved after some years of selective capital renewal but may be possible in the 1990's. It represents a 40 per cent discount off current rates, and is comparable with Hydro-Québec's Rate "E"[11].

Figure 16 gives a summary of space heating costs for Ontario and Quebec in 1982-83 under three different off-peak rate structures. Under these rate structures, the hybrid would be decisively cheaper, being (under Rate "E" in Quebec) 81 per cent of the cost of gas with a new furnace and 61 per cent of the cost of all-electric space heating (compare with Figure 15). The average householder would save $259 annually over gas and $400 over an all-electric system. Even with Hybrid I in Ontario, the dual system is certainly competitive, costing $795 in comparison with the natural gas figure of $895 with a new furnace and $861 with a conversion burner.

Off-peak rates are not the only incentive utilities can offer to encourage the spread of hybrid heating. As was noted above, both Hydro-Québec and Ontario Hydro are now offering conversion grants to their subscribers.[12]

None of these figures are definitive and data will need to be refined further. Nevertheless, subject to usual cautions, certain conclusions can be reached. Summing-up the economics of hybrid systems for consumers, it can be said that:

(i) the hybrid system is the cheapest to install;

FIGURE 16

CALCULATED 1983 TOTAL HEATING COSTS FOR AVERAGE QUEBEC AND ONTARIO RESIDENCE: HYBRID HEATING SYSTEM WITH INCENTIVE ELECTRICITY RATE AS PER HYDRO-QUEBEC'S RATE "E" OR AS PER ONTARIO HYDRO'S COST CALCULATIONS FOR MOSST PROJECT

SYSTEM	ANNUAL FUEL COST	MAINTENANCE	ANNUAL CAPITAL CARRYING COSTS (WITH COSP GRANT AND UTILITY INCENTIVES)	TOTAL ANNUAL HEATING COSTS
A. Oil/Electric (Dual Energy) under Hydro-Québec's Rate "E" 95% Electric (Dual II) 5% Oil. Furnace efficiency at 75%	Electricity (20,000 kWH @ 2.6¢/kWH = $520 Oil (136 litres @ 33.7¢/1) = $45 TOTAL: $565	$ 49	$ 22	$ 636
B. Oil/Electric (Dual Energy) based on Ontario Hydro's "Dual I" calculations/tests 87% Electric 13% Oil. Furnace efficiency at 75%	Electricity (18,270 kWH @ 3.2¢/kWH) = $585 Oil (331 litres @ 33.7¢/1) = $111) TOTAL: $696	$ 49	$ 50	$ 795
C. Oil/Electric (Dual Energy) based on Ontario Hydro's "Dual II" calculations 93% Electric 7% Oil. Furnace efficiency at 75%	Electricity (19,530 kWH @ 2.9¢/kWH) = $566 Oil (181 litres @ 33.7¢/1) = $61 TOTAL: $627	$ 49	$ 50	$ 726

NOTE: See Text. Actual cost of energy under Rate "E" might even be less through additional savings on non-heating uses. However, local electricity or energy taxes (e.g., Quebec's 9% sales tax levied on electricity) may also need to be taken into account.

(ii) Canadian electric utilities — based on figures developed by the two major power companies in Canada — could offer off-peak rates as an incentive for the use of hybrid heating systems;

(iii) such an incentive would make the hybrid system competitive with any other space heating system in the future; and

(iv) the long-term opportunities in electrical resources and generation imply that real costs of hybrid heating would be more likely to go down than up in the years to come.

(i) Industrial and Technology Gains and Future Systems (Advanced Hybrid)

Hybrid heating systems could employ Canadian technologies — from the generation of electric power to its end-use. The dissemination of these systems would provide a number of opportunities for Canada's electrical and electronic industries.

To begin with, Canada has exceptional capabilities for electricity generation. The ideal generating plant for hybrid heating is characterized by the ability to run continuously at minimum overall costs (e.g., large hydro with assured water storage, and nuclear). Over time, assuming they expand the use of hybrid systems in their service areas, utilities can incorporate new baseload equipment into their planned generating mix. Throughout this report, the utilities' own forecasts have been used to project the future availability of surplus power. Virtually all generating plant planned for 1990 is already well-defined as to type. However, plans for plant beyond 1990 may still be flexible with respect to type and beyond 2000 there is not likely to be any new technical constraint on choice of generation. It is in the 1990-2010 time-frame that the widespread adoption of hybrid heating would suggest the acquisition of a particular *type* of new plant by Canadian electric utilities, although it must be emphasized that it would require no *additional* plant.

There is great expertise in Canada in the development of large-scale hydro sites. Hydro-Québec, for example, has developed remote control technology, making it possible to operate individual dams in the James Bay system from a distant control center. As well, the utility has world-wide expertise in long-distance transmission, and this gives it the technical ability to exploit remote hydro sites.

There still remain large potential hydro sites in the country, but they are increasingly remote. Because of the costs of long-distance transmission, these sites have yet to be harnessed, and their development will be contingent upon the existence of markets for large amounts of baseload power. Hybrid heating would open such a market after 1990.

The other Canadian technology that could make a major contribution to meeting Canada's energy needs through hybrid heating is the CANDU nuclear system. Year after year, Canadian nuclear generators have set world records for the long-term continuous availability of their power[13]. They run easily at 85 per cent capacity factor and provide reliable baseload power. The ability of CANDU reactors to run at such high load and capacity factors distinguishes them for their U.S. light-water counterparts which, commonly, only run at about 65 per cent capacity factor, i.e., not much higher than typical coal-fired plant. A major reason for the CANDU's superiority is that it can be refuelled while it is running. By comparison with other designs, CANDU has also demonstrated a very low rate of unscheduled outages (breakdowns).

The widespread adoption of hybrid heating would also give a boost to parts of the Canadian electrical manufacturing industry. Canadian manufacturers have already developed excellent hybrid heating equipment for use in the residential sector. Five designs have been accepted by the Canadian Standards Association (CSA). At present, all of these products are for use with a forced-air oil furnace. However, one firm — P.S.C. Controls — expects to have a hydronic (water) system add-on heater available in the near future. While, as yet, no equipment exists "off-the-shelf" for industrial or commercial buildings, another firm — Lion Industries — is known to have begun developing designs to supply this market. In the United States, there is one manufacturer which provides equipment to Minnkota Power subscribers; these products do not show any advantages over the Canadian ones, but they do include equipment useable for larger-scale applications, e.g., schools, churches and shopping centers. As well, it would be desirable to manufacture, as soon as possible, compact true hybrid furnaces for use in new construction. This would present no technical problems.

Current hybrid heaters in Canada are technologically state-of-the-art. For example, the design and mass production of reliable heating elements is now highly developed. These usually use layered multi-material metal cores that transform 100 per cent of the electrical energy fed to them into heat. Incorporated control circuitry allows automatic progressive reduction in their heat output and current draw so as to prevent overloading the wiring of the building (load shedding). Simple but effective control switches, to respond to "off/on" signals from any one (or more) of several inputs — utility ripple control, external thermister, internal thermostat — are fitted so that maximum flexibility of use can be achieved in the future. All present designs are extremely sophisticated for their intended applications and are unlikely to become obsolete over the medium term. Homeowners can fit them onto their oil furnace now, secure in the knowledge that future advances or system changes — particularly the gradual shift from Hybrid I to Hybrid II systems — can be readily incorporated at low expense and minimum inconvenience.

But it is in the transmission and distribution grid of the hybrid heating system that the greatest opportunities arise for new technology. By the year 2000 and beyond, the control and transmission of signals and power could move beyond Hybrid II systems to the self-regulating "dynamic grid" concept.

According to the theory underlying this concept, minute changes in voltages throughout the electric grid can be used to trigger automatic on/off switches in hybrid heaters. In milder weather, the hybrid electrical heaters would operate to keep buildings comfortable throughout a given district, being put into operation and shut down by the ordinary thermostat inside the building. In such circumstances, the heaters constitute a diversified load. So, also, do other electrically operated devices. Base-load generating plant would therefore serve to meet much larger portions of the total heating demand than is the case at present. Three circumstances could disturb this equilibrium: an intruding winter cold front bringing rapidly declining temperatures; a rising peak in demand from non-heating electrical use; or an equipment breakdown.

If temperatures were to drop sharply, the electrical heaters would come on more frequently and converge into a synchronized load. As the heating and other loads in the district converged, voltage in the local power lines would drop. Micro-processors throughout the area would sense this disturbance. They would detect the change in voltage in power lines, and the intensity and duration of the change in the local grid. Before overload conditions occurred, they would shut down electric heaters by remote control and back-up oil furnaces would provide heat to the buildings. In case of a rise in non-heating demand, there would be a similar loss of diversity in load and the convergence would cause the micro-processors to shed the interruptible load of the heaters. The system would also respond to changes in input voltages: breakdowns would mean a loss of voltage even under stable demand conditions. The micro-processors would here again trigger load-shedding to re-establish equilibrium. The whole sequence of control could be accomplished at very high speeds. The utility would not need to man remote-control switches (e.g., "ripple" control or radio signals) to shut off or turn on the heaters; all of this would be accomplished electronically. The micro-processors would even make possible the reading of individual meters, and factor in any rate incentives so as to calculate costs to the home-owner. The whole grid would become a self-contained dynamic system adapting automatically to its environment.

The technology and mathematics of such systems are being actively developed and they should be technically proven and available for use by the late 1980's.

(j) The Export Market Potential of Hybrid Heating

As part of the MOSST research, a contract was established with a United States consultant to survey the potential for, and feasibility of, exporting Canadian hybrid heating equipment and power to the U.S.[14]. Although this is a preliminary overview it shows there are opportunities in the U.S. market, even though, as might be expected, natural gas is the leading competitor for space heating in that country, where it is available.

The climate throughout much of the U.S. is less severe than in Canada and, as a generalization, most U.S. utilities have a summertime peak in electrical demand from air-conditioning. Nevertheless, many do have a winter peak, or a summer peak that is only marginally higher than the winter peak, or they have greater overall sales in the winter than the summer (even if "instantaneous peaks" occur at some point in the summer). As a result, the widespread adoption of all-electric space heating would cause problems, and the utilities concerned should be interested in winter load management through the adoption of interruptible power systems. These utilities are concentrated in five regions of the U.S.: the Northeast (central Pennsylvania to Maine); the upper mid-west (Pittsburgh to Milwaukee); Northern Plains (Wisconsin to North Dakota); the Northwest; and the "Chesapeake" (Virginia - Tennessee - West Virginia and surroundings).

In the Northeastern region of the U.S. there are about 8.5 million oil-heated housing units. (This is more than twice as many as in the whole of Canada.) The climate is similar to that of Ontario or the Maritimes. If all of these units converted to electric/oil hybrids using 90 per cent electricity and 10 per cent oil, then they would consume 175 billion kWH for hybrid space heating. This is a very large amount. It is about equivalent to 60 per cent of Canada's entire output of electricity.

The electric utilities in this region are, as a generalization, under greater stress in winter than in summer. In recent years, New York State has sold about 5 per cent more power in January than July — 9405 million kWH vs. 8984 million kWH were the average sales in 1980 and 1981. Massachusetts' sales are about 20 per cent greater in winter: 3174 million kWH vs. 2465 million kWH.

However, the costs of electricity in this region are relatively high, averaging about (U.S.) $19/million (MM) BTU (about (U.S.) 7¢ per kWH). This is because much of the region still depends on oil-fired thermal generating plant. Where natural gas is available for heating (and its availability is limited), it is much cheaper — about (U.S.) $5 per thousand cubic feet or $8 per MMBTU tertiary energy.

Because there is no reason to adopt electric/oil hybrid heating where electricity is itself oil-fuelled, any Canadian approach to these markets should be on a

"systems basis", i.e., it should offer both hybrid heating equipment and electricity to U.S. utilities within transmission range from Canada, using power from surplus Canadian generating capacity. The power from Canada might have to be offered on an incentive basis (off-peak rates) but, since it could be interruptible power (Hybrid II), this need not be an insuperable hurdle. As an alternative, dedicated near-border Canadian baseload capacity could be offered for reasonably stable demand at average Canadian baseload rates that would be cheaper than both average U.S. electricity rates and U.S. oil-heating costs (gas, as noted above, is not widely available in these markets).

The three regions of the Upper Midwest, Northern Plains and Pacific Northwest are definitely markets for hybrid heating equipment, with or without the export of electricity. These three regions contain almost 2.5 million housing units fuelled by oil. The local utilities are generally winter peaking. For example, in Michigan, electricity sales in January average 5 per cent more than July; for Montana, they are 17 per cent greater; and for Washington State, 22 per cent. The climate is also similar to that of nearby Canadian regions. Chicago has experienced −30°C, but is usually close to Toronto's 3800 Celsius degree-days heating season overall. The Northern Plains' States share the harsh winters of the Canadian prairies. Along the Pacific Coast, there is little difference in climate between Seattle and Vancouver.

U.S. electric utilities in these regions use thermal (coal) and some hydraulic resources for generation. These resources make electricity more competitive in general with other fuels, e.g., natural gas. Besides, there are no significant surpluses of Canadian electricity available for export near these areas. All factors considered, these regions are promising areas for hybrid heating equipment sales.

Minnkota Power itself, of course, is included in the Northern Plains region and, as has been noted, it has successfully developed hybrid heating systems. This utility has been trying energetically to interest other utilities throughout Iowa, Nebraska and surrounding regions, in hybrid (dual energy) heating. One Canadian manufacturer of hybrid heating equipment has already been promoting its products in this market and there are indications of some success. The internal load-shedding circuitry of the Canadian design makes possible lower overall cost of installation to the customer because in most cases no service entrance upgrading is required. Previously, subscribers to Minnkota's dual-energy system had to install the 200A wiring commonly associated with all-electric heating, even though they retain a fossil-fuel back-up. Accordingly, Canadian systems could gain a good share of the market if actively promoted.

Overall, if every household currently using oil in these regions converted to an electric/oil hybrid, utilities could sell an additional 65 million kWH annually. At the present time, the price of electricity in these regions ranges from $8 to $13/MMBTU while gas costs $5.50 to $8.00/MMBTU tertiary energy after allowing for furnace losses. Relatively modest incentives in the form of differentiated rates could therefore make hybrid heating competitive.

Finally, the Chesapeake region (Virginia, West Virginia, Tennessee and surrounding areas) represents a marginal opportunity. This is a winter-peaking region (winter sales exceed summer sales in these States and in North Carolina and Kentucky), but its mild climate has heretofore favoured conversion to heat-pumps. There are still 1.3 million oil-heated units in the area. The cost of electricity averages $14/MMBTU, whereas that of gas is about $4.50/MMBTU, or $7.00/MMBTU tertiary energy. Accordingly, to be competitive with gas, quite a large off-peak discount would have to be given for hybrids. Electricity is mostly coal-generated with some hydraulic, making the possibility of such an incentive uncertain. The electricity would likely have to be generated locally, as this region is beyond transmission range from Canada.

To sum up, it is possible to identify a total theoretical market for electric/oil hybrid heating systems in the U.S. three times larger than that of Canada, considering the residential sector alone. Although, for reasons of cost, climate, and generating mix, there is less prospect of selling hybrid systems in the United States than in Canada, it would take only a small penetration to yield a significant market. On cost and technical grounds, Canadian manufacturers are well placed to capture such a market. Furthermore, there is a potential for the export of Canadian electricity for hybrid heating purposes, if the appropriate marketing strategy can be developed.

NOTES ON CHAPTER FOUR:
THE ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL BENEFITS OF HYBRIDS TO CANADA

1. Experiments conducted by AECL, Ontario Hydro, and Hydro-Québec throughout their various tests.

2. This additional gain could also have been taken into account in the earlier sections of the report dealing with national energy security. However, it was not specifically included.

3. In Ontario, not all electricity for hybrids would, in the short-run, be generated by indigenous resources. Most would have to come from imported coal. The latter is much cheaper than oil, of course, and in the long-run nuclear generation provides domestic sources of energy supply.

4. Radio control is the cheapest method and ripple control over the power lines the most expensive. The cost of using telephone lines would be close to that of radio control. Hydro-Québec uses very high frequency transmission, and this may increase the costs of ripple control to this utility — Ontario Hydro may find it cheaper.

5. Hydro with annual water storage refers to hydraulic generation sites that can store enough water in their reservoirs so that any given rated capacity output can be sustained through any season, e.g., the winter heating season. Typically water builds up behind the dam during the spring run-off; large storage capacity enables all the water to be retained for use during the following winter's demands.

6. This is commonly referred to as the "flyback" effect, or problem of "cold-load-pickup". "Flyback" effects are a major reason why electric utilities are not enthusiastic about remote-controlled water heater loads — they would show a severe "flyback" at time of re-connection. Without any supplementary heat source, the water stored in the domestic tanks would cool down. When power was reconnected, the tanks' internal thermostats would immediately trigger the electric heating elements. These elements would become a synchronized load and cause "surge" problems on the power lines ("flyback effect"). Hybrid heaters, however, would not act the same way. The house would have been kept warm by the furnace.

7. It is stressed that this is the replacement cost for the future period for which a utility has to plan. As was described earlier, the present mix actually costs about 4¢/kWH to run. These figures are used to illustrate different revenue requirements and show how future changes in load characteristics will affect real costs of electricity, based on 1982 dollars and cost data.

8. According to Consumers' Gas, the average residential sale of gas for space heating is 112,000 to 113,000 MCF annually (125,000 to 130,000 if hot water is also included). There would also be a small additional amount of gas required to operate the pilot light.

9. The cost of hybrid heating equipment, it should be noted does not yet reflect mass production or competition. Although an average figure of $1,100 (before COSP) has been used throughout this report, the real 1985 cost may be lower. The price of $1,100 represents the sum of $600 for the retail price of the equipment, and $500 installation costs. However a bulk order for the Department of National Defence was filled at a unit cost for equipment (plenum heaters) of only $400. A skilled installer can readily fit a plenum heater in half a day (3 or 4 hours). Even allowing for the need for an apprentice workmate and other overhead, and assuming a rate of $50/hour for labour, the labour component of the installation cost could be reduced to $200 per unit. A further $150 should be ample to cover the cost of materials (e.g., wiring) for installtion. All of this adds up to only $750. In short, the relative simplicity of the technology and installation procedures suggests that the real price to the consumer of equipment is likely to decline in the long run. By contrast, natural gas and all-electric systems are relatively mature technologies which do not offer much prospect of declining real costs.

10. Natural gas systems may in fact cost more than this. Some recent reports indicate problems with gas condensation in the chimney of buildings converted from oil. The gas may re-vaporize and, being heavier than air, be drawn into the house. Forced draught to eliminate this problem may add $350-$500 per installation. High efficiency condensing furnaces cost still more — $3,500.

11. Minnkota Power's rates are of interest here. Firm power is sold at (U.S.) 4¢/kWH, while interruptible power for the hybrid heaters is made available at (U.S.) 2.4¢/kWH. These are low figures for a U.S. utility. Electricity rates in the U.S. at present average (U.S.) 5.98¢/kWH. Minnkota is essentially a thermal (coal) based utility.

12. The electric utilities may come under strong pressure from another quarter to offer an incentive for the adoption of hybrids. This competition has to do with the desirability of controlling the hot water heating market. The hot water heater is a positive load for both utilities as it is year-round (baseload). When consumers trying to get "off-oil" convert to gas space heating, they are also encouraged to use gas instead of electricity for hot water heating. If electric utilities encourage the adoption of hybrids, they are less likely to lose hot water heaters as a market.

13. In 1981, Ontario Hydro reactors took the first six places for performance among 130 large commercial nuclear reactors in the world.

14. Barry Bruce-Briggs, *Preliminary Survey for Hybrid Heating in the U.S. Market*. Report prepared for MOSST.

CHAPTER FIVE: HYBRID SYSTEMS AND NATURAL GAS

Because of its competitiveness, electric/oil hybrid heating — where it becomes available — will limit the expansion of natural gas sales or cause the utilities to reassess their pricing practices to protect their market share. Either way, the availability of hybrid heating will reduce the revenues of producers who have committed large investments to discover natural gas and bring it to market; it will, as well, reduce provincial royalties on natural gas sales. Fortunately, however, there are several other profitable uses for this commodity.

There is a large industrial market for natural gas which, unlike the residential market, is not seasonal but year-round and thus provides a large baseload demand. If the capital cost of conversion and the price of natural gas make the changeover profitable, Canadian industries will be attracted to natural gas, of which there is a secure and abundant domestic supply, for their process heat requirements.

Demand for natural gas, as for electricity, is subject to diurnal and seasonal variations. As well, because of high fixed costs — which include contractual purchase commitments to suppliers and expensive infrastructure (for transmission, storage and distribution) on which interest has to be paid whether or not it is fully used — natural gas utilities need high load and capacity factors in order to operate profitably. As do the electric utilities, they have an interest in shaving peaks as well as filling valleys.

Industrial process heat is a large market for natural gas which, because it is interruptible, can help to balance the residential demand for space heat and thus contribute to the high capacity factor required by the utilities. The industrial market can be made interruptible by the adoption of a natural gas/residual oil hybrid which works as follows: under normal conditions (i.e., most of the year), natural gas is used to generate industrial process heat with locally stored residual oil serving as a back-up. When natural gas has to be diverted from its industrial uses, these are supplied with residual oil. All of this can be achieved by remote control.

It bears noting, however, that electric utilities with abundant baseload power will be prepared to offer off-peak electricity at preferential rates for industrial uses as well as for space heating. Where this happens, industries can be expected to choose those sources of energy which are economically the most attractive, taking into account the capital and operating costs (including fuel prices) associated with the alternatives available.

There are opportunities other than heat for the industrial use of natural gas, particularly as a petrochemical feedstock. Natural gas can be converted, among other things, into methanol for use in both gasoline and diesel engines. Methanol in turn can be transformed into gasoline. Transport fuels command high prices and are likely to be more scarce than other oil products.

The Ontario Research Foundation has done considerable long-term experimentation with a diesel/methanol truck and has found that it can use methanol for up to one-third of its total fuel requirements, and that a larger proportion may be possible in the future. A recent U.S. study[1] has forecast a higher growth rate for methanol over the next twenty years than for liquid fuels in general.

Natural gas is currently the cheapest feedstock for methanol and it is likely that Canadian synthetic fuels derived from it would be cheaper than U.S. synfuels made through coal liquefaction. It must be recognized, however, that vast amounts of methane are now being flared in the world's major oil fields. If the Middle Eastern producers were to decide that the benefits from this large wasted source of energy were such as to warrant its transformation into methanol, it could provide serious competition to Canadian natural gas as a feedstock.

NOTES ON CHAPTER FIVE: HYBRID SYSTEMS AND NATURAL GAS

1. Source: Cook, Paul A.C. and Gilbert M. Rodgers, "Methanol Demand and Supply: New Technological Alternatives", *Proceedings of the 9th Energy Technology Conference*, February 16-18, 1982, Government Institutes Inc., Washington, D.C.

CHAPTER SIX: A FEDERAL APPROACH TO HYBRID HEATING

The present approach to the use of energy in general, and to that of electricity in particular, was shaped at a time when supplies seemed virtually inexhaustible, crude oil was secure and cheap, and interest rates were low. In these circumstances, there was little reason to consider hybrid systems and their benefits. However, since the Middle East oil crisis of the early 1970's, the supply of oil has become insecure and, despite the recent drop from all-time highs, its price has risen to many times what it was. The prices of other forms of energy have also risen notably, in the wake of that of oil. On top of this, high interest rates and continuing inflation have made it more important than ever to seek to ensure that Canada's overall energy system is exploited to maximum efficiency so that an undue strain is not placed on capital markets. However, since these developments are so recent, it is not surprising that the full potential of hybrid heating is only beginning to be appreciated and that policies, programs, and actions for its promotion have come to the fore but recently.

Hydro-Québec's "Programme bi-énergie" was announced publicly on November 1, 1982. As was noted above, it offers a strong financial incentive for the retrofitting of temperature-controlled electric heaters into the plenums of oil furnaces of single-family dwellings. The utility plans to convert 28,000 homes to hybrid electric/oil heating in 1983, and a further 48,000 in 1984. Ontario Hydro, as well, announced a program to encourage the adoption of electric/oil hybrid heating, on March 28, 1983, by retrofitting electric heaters into the plenums of furnaces.

The actions taken by Hydro-Québec and Ontario Hydro should be welcomed by the federal government. In the case of Québec, they could save at least 672,000 barrels of oil in the 1983-84 heating season, and 1,824,000 barrels in 1984-85. (Conversion forecasts, and the resulting oil savings, are not yet available for Ontario). In addition, the temperature-controlled switching systems being installed on individual home heating equipment can easily be adapted to utility-controlled remote switching systems when the latter are adopted by Hydro-Québec and Ontario Hydro.

In the short-term: (1) consumers can convert to hybrid heating at very little expense and use electricity, which is cheaper than oil, for most of their needs; (2) Hydro-Québec and Ontario Hydro will increase their sales substantially at off-peak times when surplus electricity can be generated inexpensively; (3) Canadian oil imports will decrease significantly, as will the associated oil import compensation payments; and (4) Hydro-Québec and Ontario Hydro will not have to increase the size of their generating plant to meet steeper demand peaks.

In the longer run: (1) the Quebec consumer will benefit from preferential off-peak rates for electricity; (2) Hydro-Québec and, if it chooses, Ontario Hydro will be able to eliminate all space heat-related demand peaks; (3) Canadian oil imports will decrease further; and (4) pressures on capital markets from Hydro-Québec and Ontario Hydro should be less than would otherwise have been the case.

The natural gas industry, of course, stands to lose to electricity an important part of the gains it had expected to make in the Quebec and Ontario residential space heating markets. This is a problem which will have to be addressed.

As a result of the greater efficiency in use of Canada's energy systems, electric/oil hybrid heating will help to keep down the price of energy in Canada relative to other countries, and thus will contribute to the industrial sector's competitive stance and enhance our ability to penetrate foreign markets. This advantage is possible largely because of the availability in Canada of substantial amounts of cheap, baseload electricity: it can therefore only be shared by countries which are similarly endowed, favouring us over most of our competitors in foreign markets.

In short, the early and widespread adoption of electric/oil hybrid space heating for Canadian homes would: (1) help achieve national energy security and self-sufficiency by rapidly reducing Canada's dependence on imported oil (plenum heaters back out some 80 to 95 per cent of the oil previously burned); (2) relieve the federal treasury of the burden of substantial oil import compensation payments (and ultimately the federal government of the need to levy the monies for these payments); (3) enable electric utilities to increase sales significantly from existing plant; (4) delay the need for investment in new electricity generation, transmission and distribution facilities; (5) help keep down the cost of space heating to consumers, *provided* off-peak rates are set at appropriate levels; (6) provide industrial opportunities for Canadian manufacturers of electrical products; and (7) give a comparative advantage to Canadian industry in the competition for world trade through the lower energy prices that would accompany the more efficient use of electrical generation systems. However, hybrid heating could result in lost sales for natural gas producers and utilities if new markets for natural gas were not developed, and could also mean reduced economic activity in the industries supporting natural gas distribution.

In short, based on the best available cost projections, experimental data and actual tests, it is the conclusion of this study that electric/oil hybrid systems, of the various space heating alternatives, offer the greatest energy efficiency and financial benefits for Canada.

APPENDIX I

THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF NEWFOUNDLAND

(a) Electric generating plant, 1979
(excluding oil and gas peaking plant): 1,600 M.W.

(b) Proportion of total oil space heating that could be met by baseload (i.e. non oil- or gas-fired plant) electricity in hybrid systems: 1979, 70 per cent

(c) Specific provincial limitations on use of hybrids:

Actual off-peak potential from Newfoundland Power undetermined at present. The island of Newfoundland uses a combination of hydro and thermal (mostly oil-fuelled) plant. There may be limits on the hydro capacity beyond those shown here. However, there are already plans for a major intertie between Labrador and the island of Newfoundland, making possible the use of the abundant capacity and potential of Labrador on the island.

(d) Comments:

Province is heavily dependent on oil — 77 per cent of all secondary energy. Electric potential is calculated on basis of inter-connected grid only (i.e. does not include Labrador-based plant dedicated to out-of-province use).

FIGURE 17

HEATING POTENTIAL OF OIL/ELECTRIC HYBRID IN NEWFOUNDLAND, 1979-80

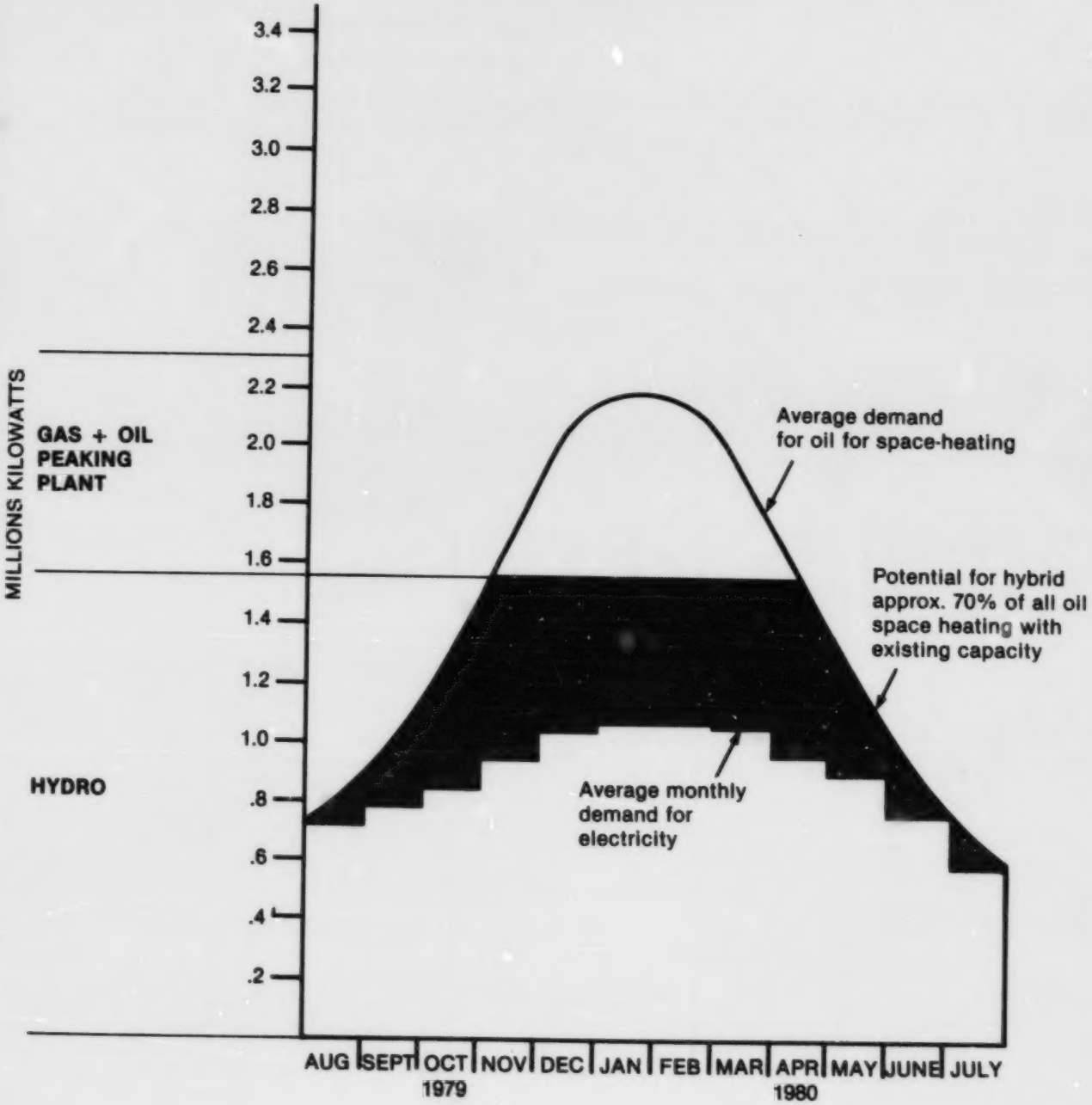
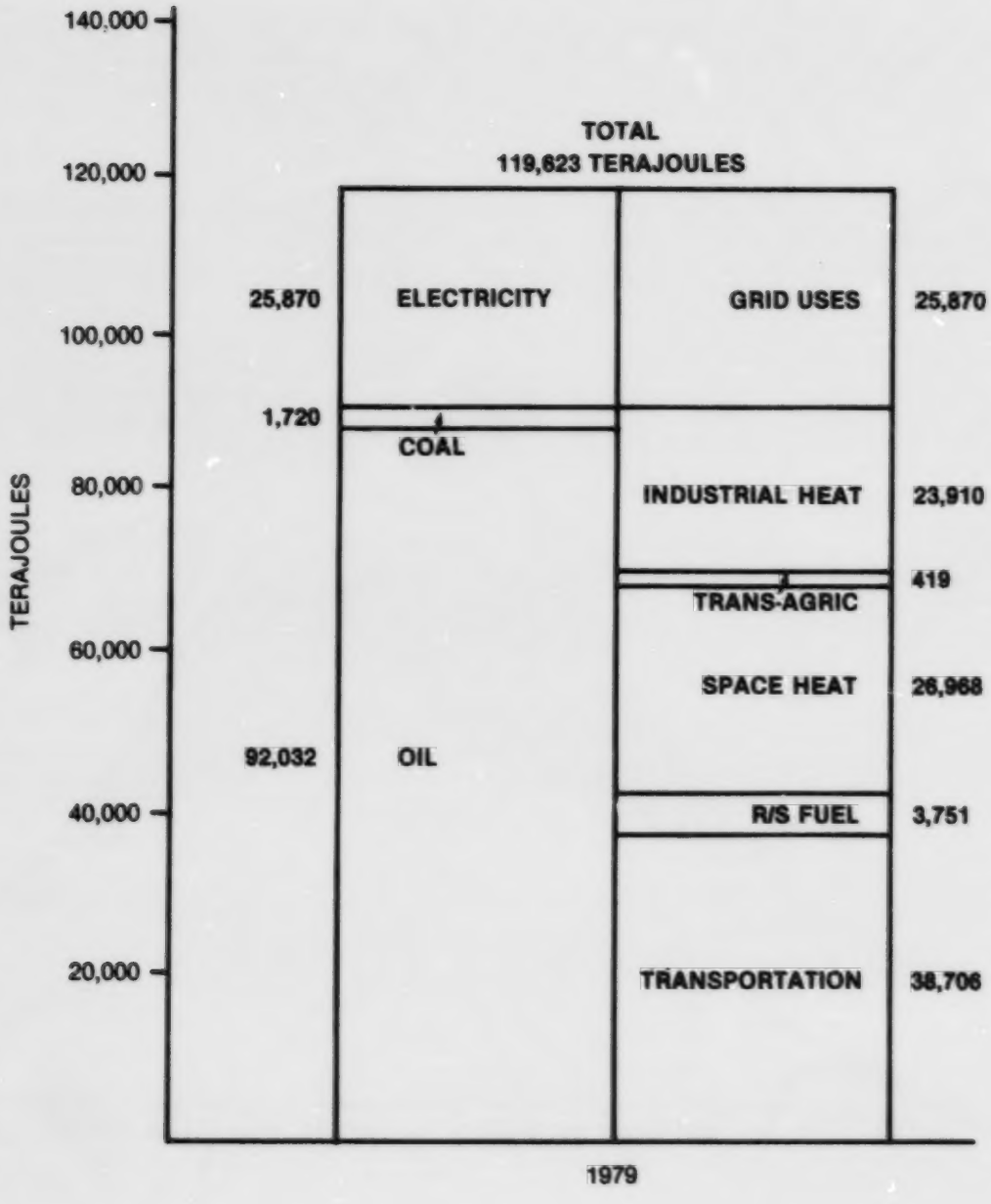


FIGURE 18

NEWFOUNDLAND'S END-USE ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE



APPENDIX II

THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF NOVA SCOTIA

(a) Electric generating plant, 1979
(excluding oil and gas peaking plant): 850 M.W.

(b) Proportion of total oil space heating that could be met by baseload (i.e. non oil- or gas-fired plant) electricity in hybrid systems: 1979, 11 per cent

(c) Specific provincial limitations on use of hybrids:

Province has oil-fuelled baseload plant which could progressively be converted to coal-fuelled plant suitable for hybrid heating.

(d) Comments:

Province is 78 per cent secondary-energy-dependent on oil.

FIGURE 19

HEATING POTENTIAL OF OIL/ELECTRIC HYBRID IN NOVA SCOTIA, 1979-80

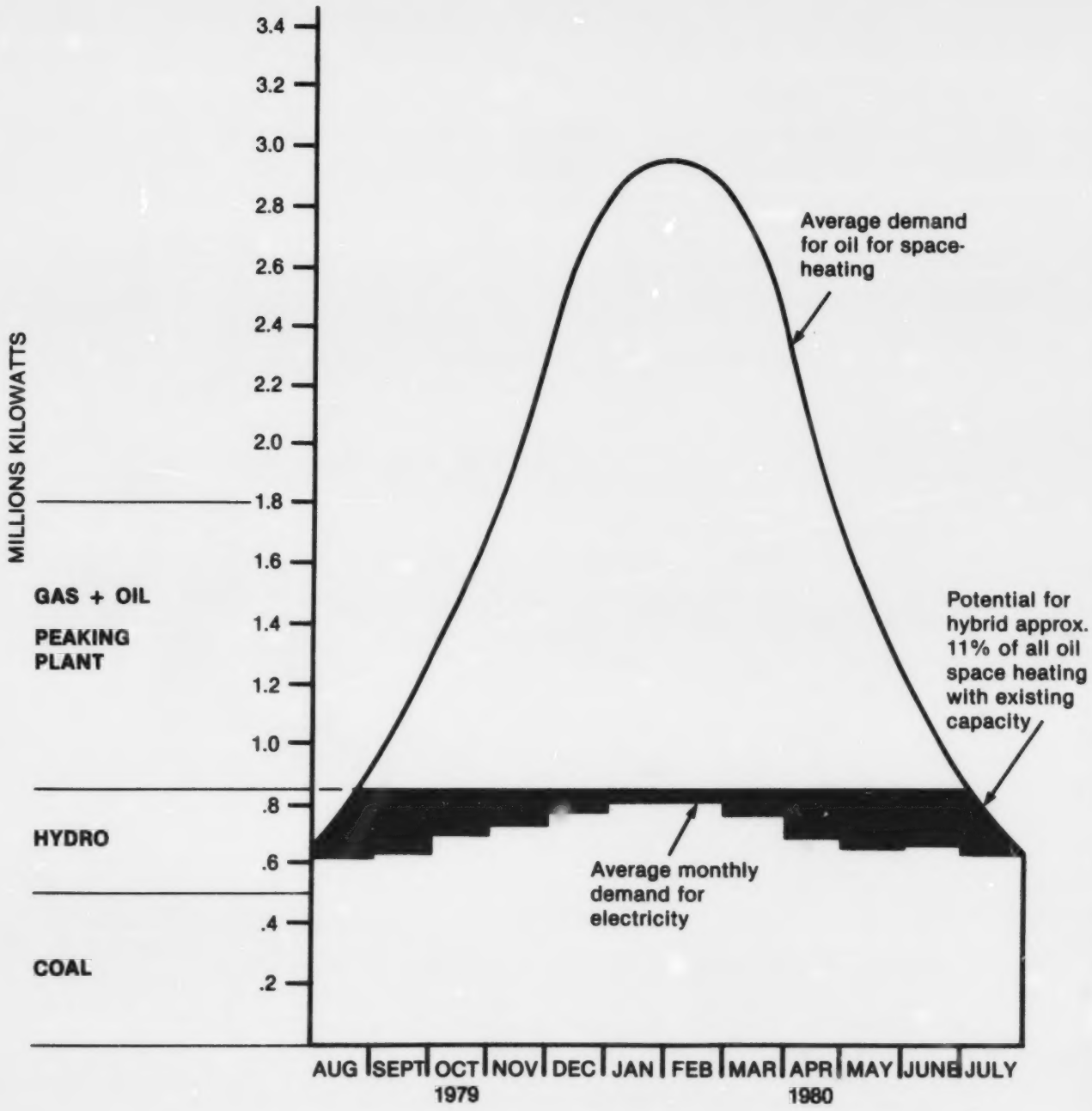
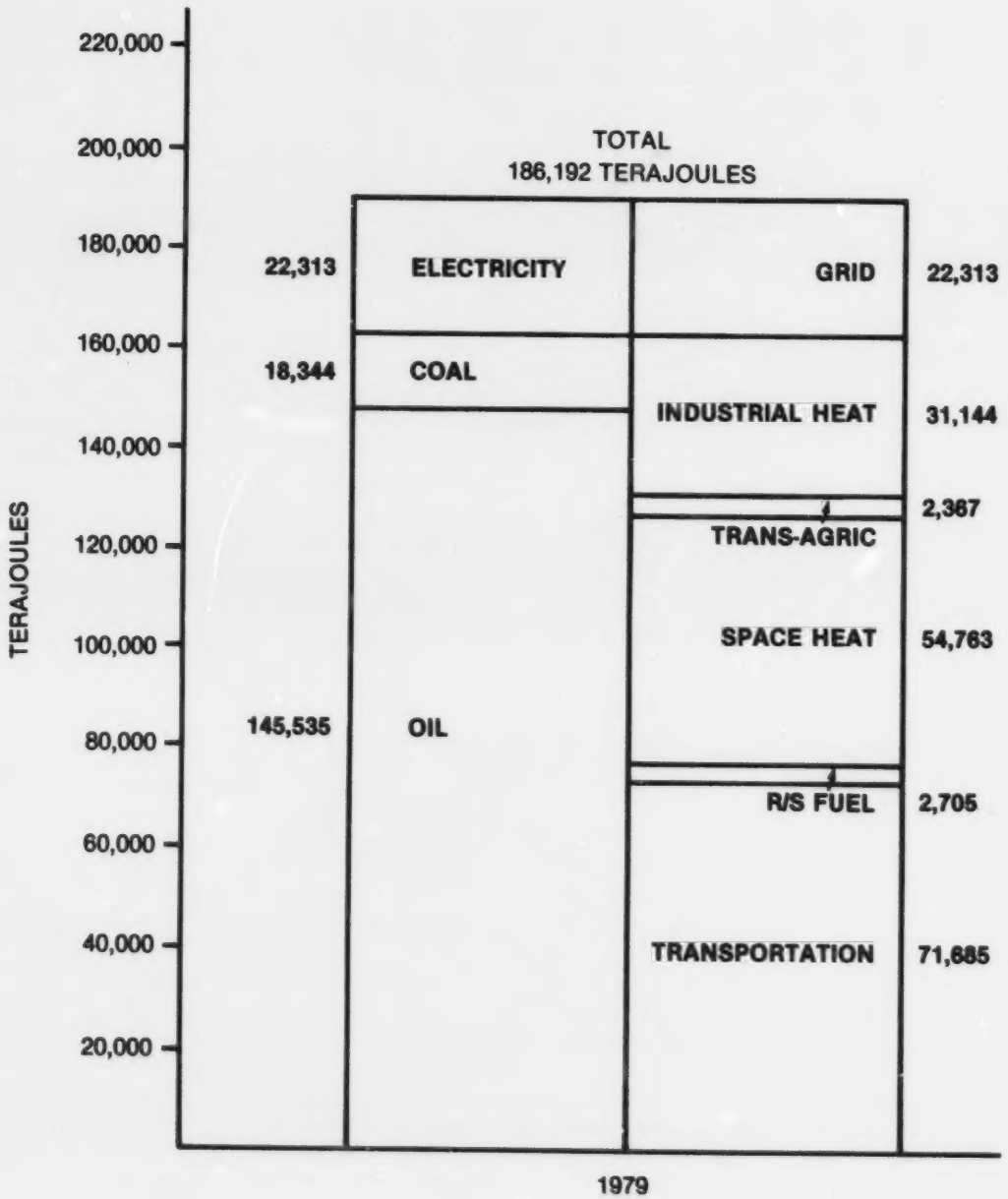


FIGURE 20

NOVA SCOTIA'S END-USE ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE



APPENDIX III

THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF NEW BRUNSWICK (INCLUDES PRINCE EDWARD ISLAND)

(a) Electric generating plant, 1979
(excluding oil and gas peaking plant): 1,100 M.W.

(b) proportion of total oil space heating that could be met by baseload (i.e. non oil- or gas-fired plant) electricity in hybrid systems: 1979, 18 per cent

(c) Specific provincial limitations of use of hybrids:

Although the province had inadequate non-oil fired baseload capacity in 1979, additional baseload from the Point Lepreau CANDU reactor will significantly enhance hybrid potential. In March, 1983, the reactor had reached 95 per cent of its capacity. In addition, New Brunswick Power has recently converted its largest oil-fired plant to coal firing. These factors have improved the 1983 potential of hybrid heating to probably 80 per cent.

(d) Comments:

Province is currently heavily dependent on oil — 82 per cent of secondary energy.

FIGURE 21

HEATING POTENTIAL OF OIL/ELECTRIC HYBRID IN NEW BRUNSWICK 1979-80

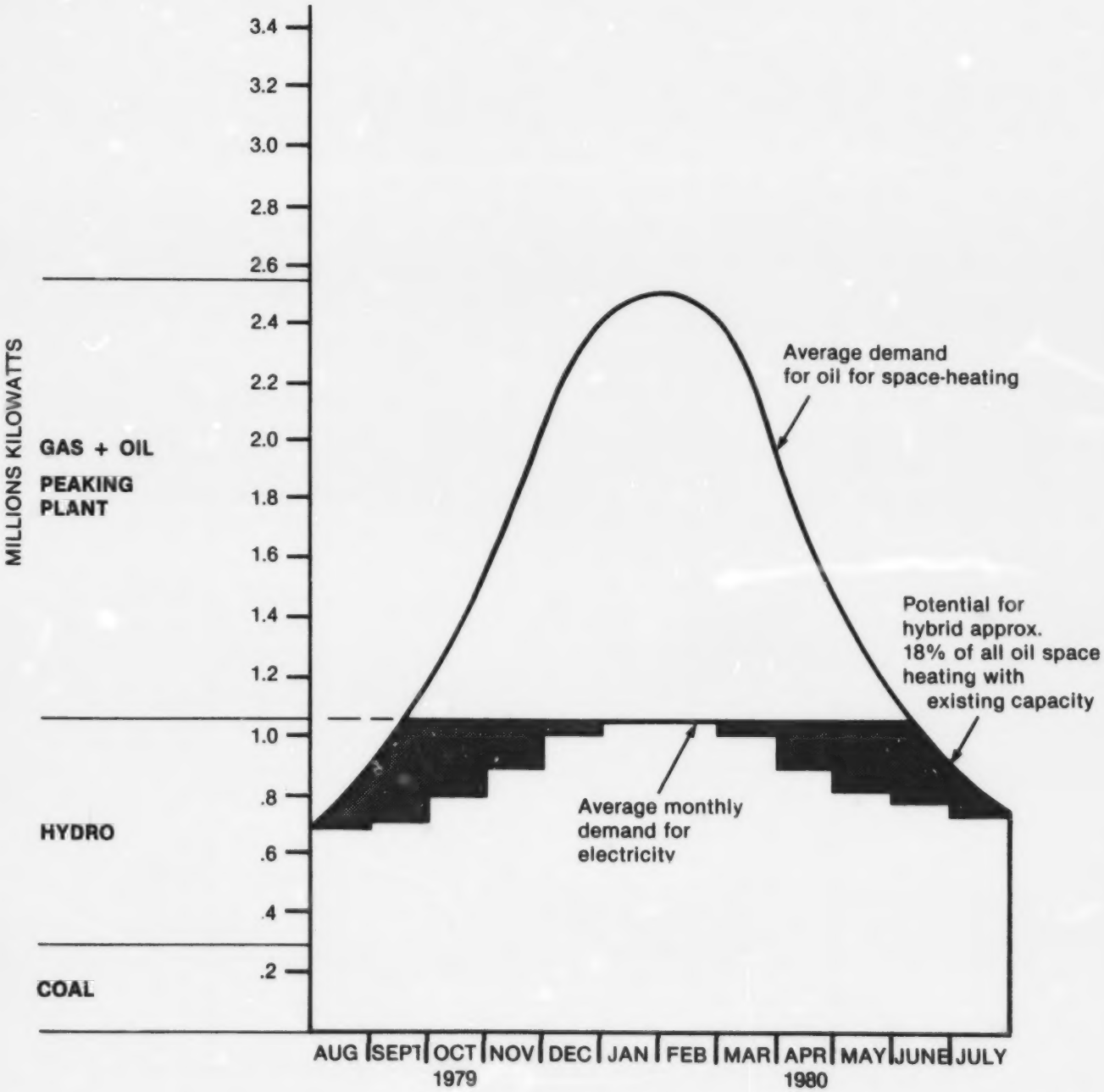
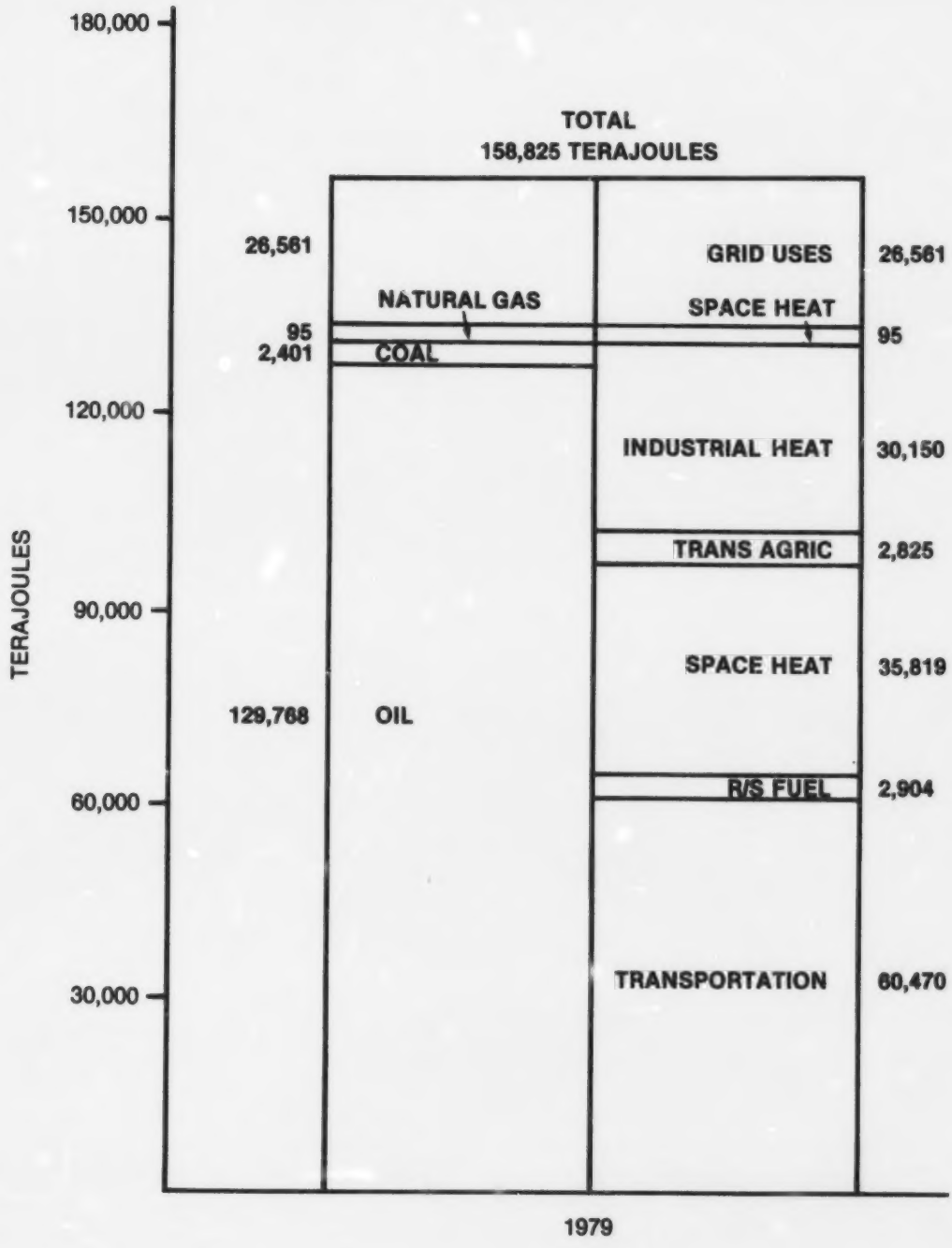


FIGURE 22

NEW BRUNSWICK'S END-USE ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE



APPENDIX IV

THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF QUEBEC

(a) Electric generating plant, 1979
(excluding oil and gas peaking plant): 19,000 M.W.

(b) Proportion of total oil space heating that could be met by baseload (i.e. non oil- or gas-fired plant) in hybrid systems: 1979, 75 per cent.

(c) Specific provincial limitations on use of hybrids:

Hydro-Québec is ideally placed to employ hybrid ("bi-énergie") systems, having substantial off-peak potential from its large water storage reservoirs.

(d) Comments:

Utility has established a major incentive program for hybrid heating involving non-taxable grants of up to $650 which, in combination with grants available under the federal COSP program, effectively offset conversion costs to zero. Hydro-Québec has also developed an experimental rate structure for a Hybrid II-type system — Rate "E". Several manufacturers of hybrid heating equipment that have met CSA approval are located in Quebec. Several tens of thousands of applications have been received by Hydro-Québec for its "Bi-énergie" program, which is widely regarded as a very successful initiative.

APPENDIX V

THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF ONTARIO

(a) Electric generating plant, 1979
(excluding oil and gas peaking plant): 21,500 M.W.

(b) Proportion of total oil space heating that could be met by baseload (i.e. non oil- or gas-fired plant) in hybrid systems: 1979, 90 per cent

(c) Specific provincial limitations on use of hybrids:

Utility will be adding more baseload (CANDU) plant to its capacity, which will reduce the cost of power to hybrids in the long run.

(d) Comments:

Utility has numerous active hybrid heating experiments throughout the province and has just announced a program to encourage consumers to convert from oil to electric/oil hybrid heating. This program provides a non-taxable grant of $200 (over and above the federal COSP grant) to offset conversion costs. By establishing its own specifications for plenum heaters and acting as prime contractor, Ontario Hydro has, in effect, fixed conversion costs at $1,040 per installation. The resulting immediate out-of-pocket cost to the consumer is only $320.

APPENDIX VI

THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF MANITOBA

(a) Electric generating plant, 1979
(excluding oil and gas peaking plant): 4,000 M.W.

(b) Proportion of total oil space heating that could be met by baseload (i.e. non oil- or gas-fired plant) in hybrid systems: 1979, 96 per cent

(c) Specific provincial limitations on use of hybrids:

Generally, provincial utility has substantial water storage capacity behind dams for baseload operation, but much off-peak power is sold to other electric utilities. As well, power is purchased from other electric utilities at times of peak demand.

(d) Comments:

An investigation of Manitoba Hydro's interties and their impact on hybrid heating has been done by a Winnipeg consulting firm for the MOSST project. Their findings have been included in this report.

FIGURE 23

HEATING POTENTIAL OF OIL/ELECTRIC HYBRID IN MANITOBA, 1979-80

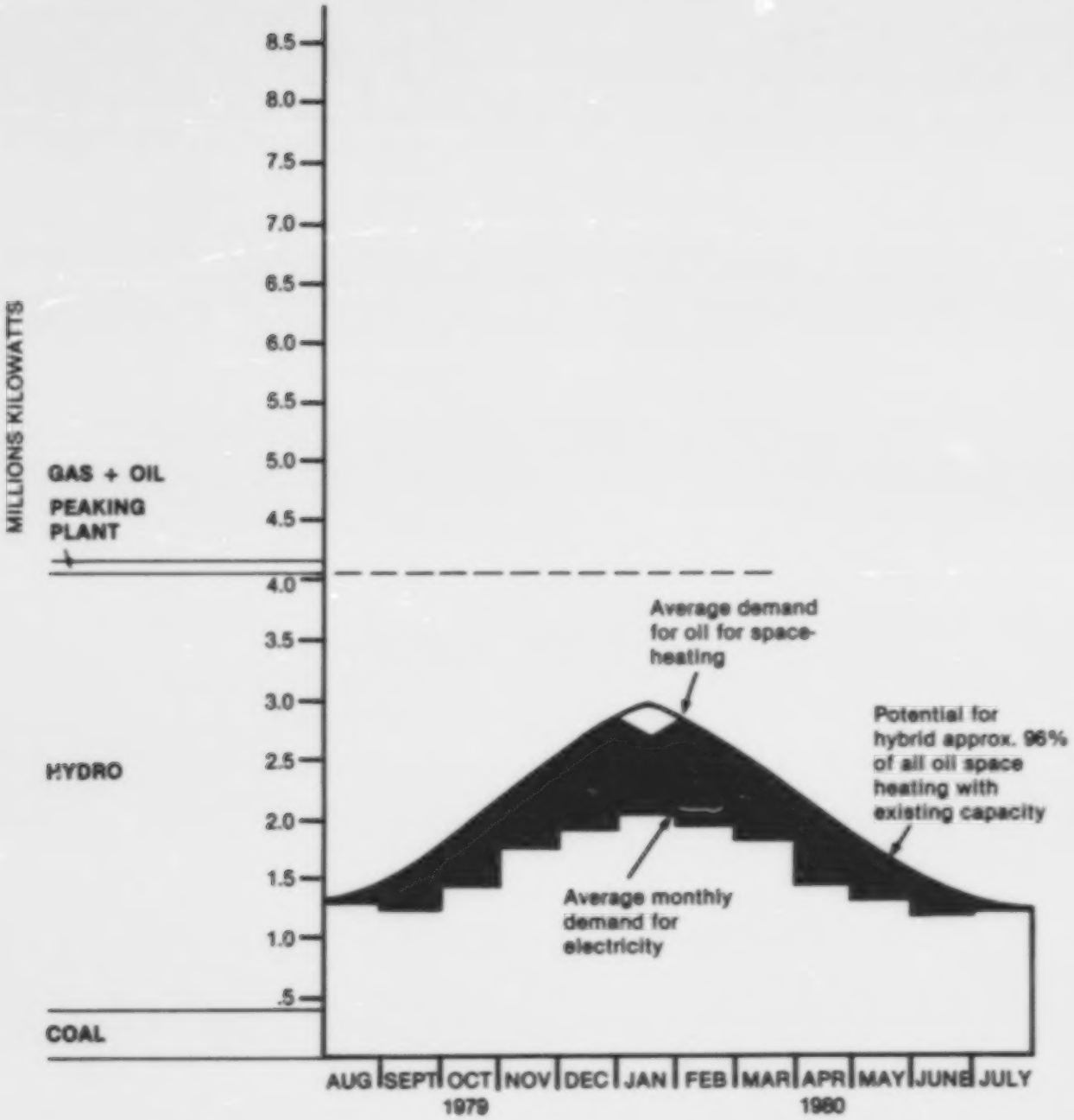
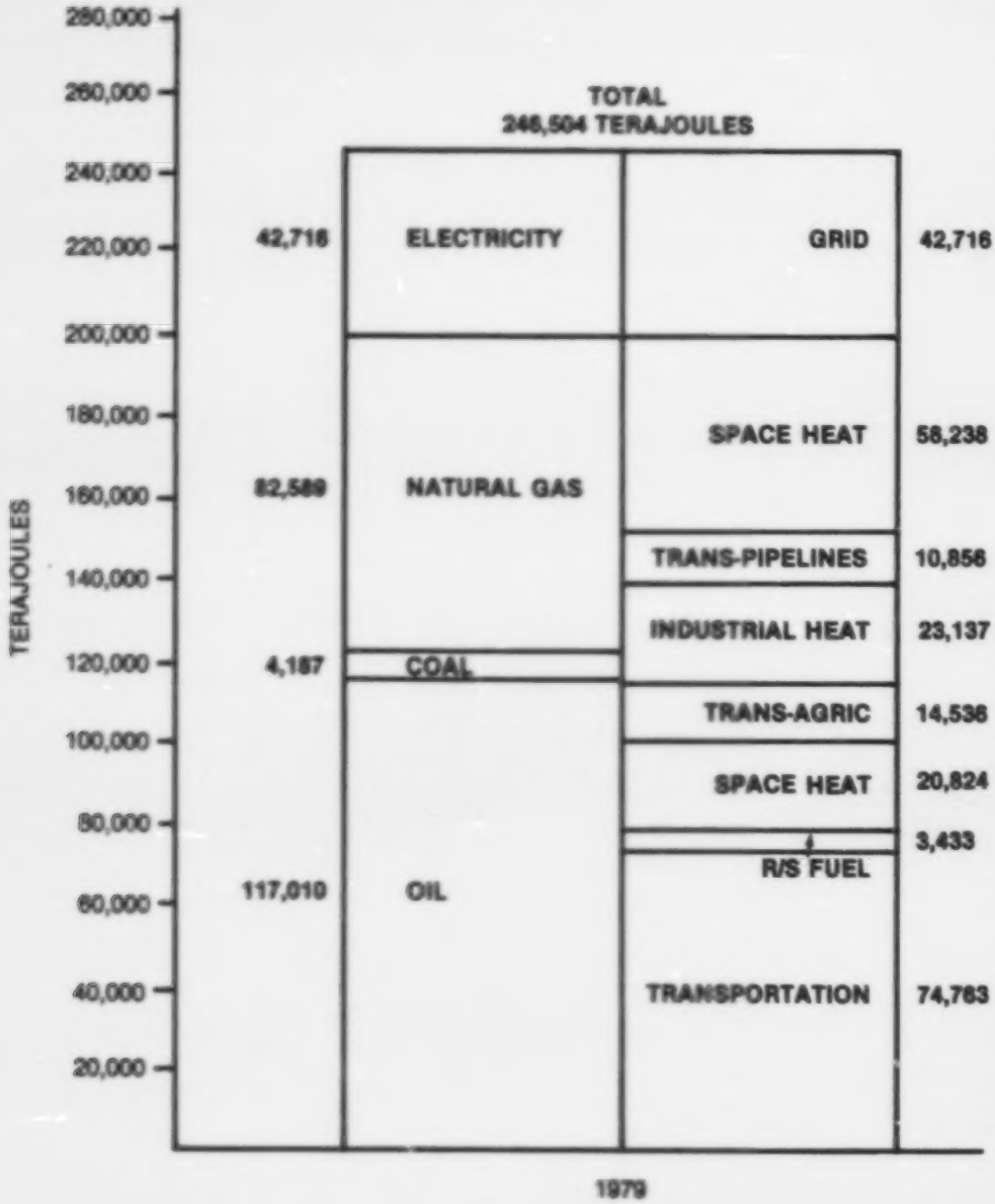


FIGURE 24

MANITOBA'S END-USE ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE



APPENDIX VII

THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF SASKATCHEWAN

(a) Electric generating plant, 1979
(excluding oil and gas peaking plant): 1,700 M.W.

(b) Proportion of total oil space heating that could be met by baseload (i.e. non oil- or gas-fired plant) in hybrid systems: 1979, 70 per cent

(c) Specific provincial limitations on use of hybrids:

Much of urban Saskatchewan is space heated by low-cost natural gas, although many oil-heated buildings remain in rural areas.

(d) Comments:

Saskatchewan Power and Light is interested in hybrid heating, and is keeping up-to-date with the activities of other utilities in this area.

FIGURE 25

HEATING POTENTIAL OF OIL/ELECTRIC HYBRID IN SASKATCHEWAN, 1979-80

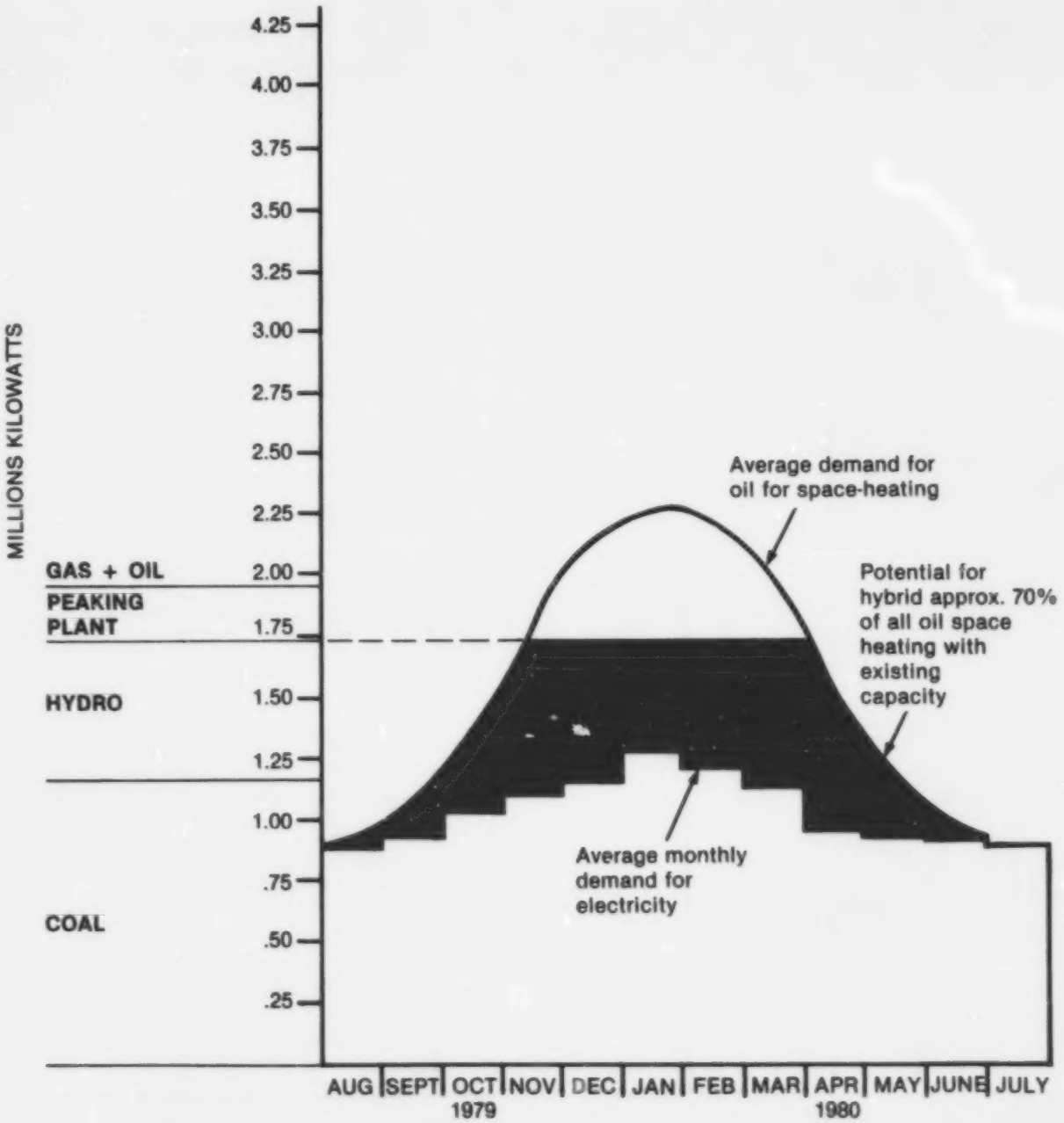
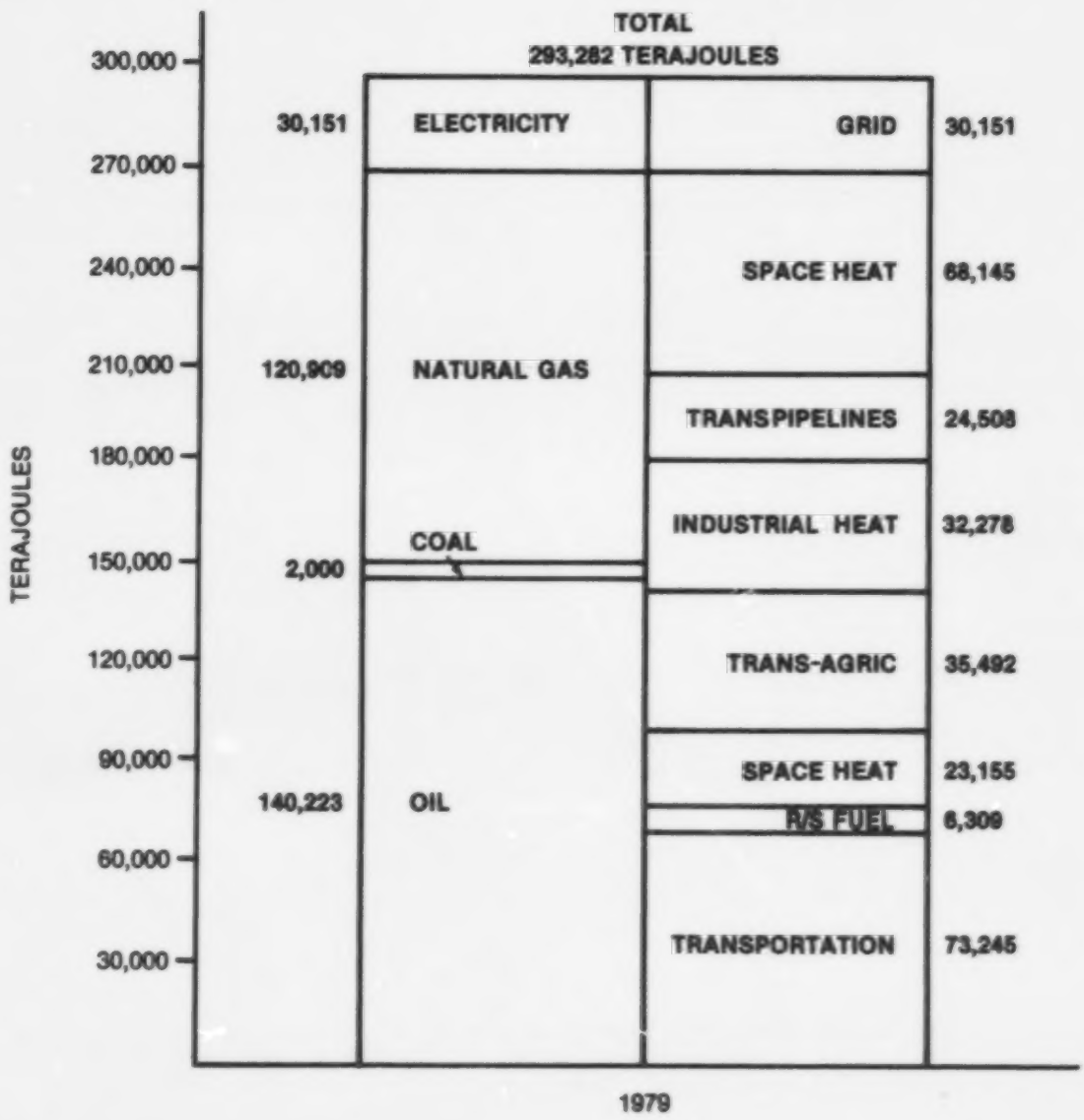


FIGURE 26

SASKATCHEWAN'S END-USE ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE



APPENDIX VIII

THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF ALBERTA

(a) Electric generating plant, 1979
(excluding oil and gas peaking plant): 3,500 M.W.

(b) Proportion of total oil space heating that could be met by baseload (i.e. non oil- or gas-fired plant) in hybrid systems: 1979, 90 per cent

(c) Specific provincial limitations on use of hybrids:

Much of Alberta is space heated with low-cost indigenous natural gas.

(d) Comments:

In the more distant future, Alberta could acquire baseload generating plant that would enable the province to employ hybrid heating to stretch its indigenous fossil-fuel reserves.

FIGURE 27

HEATING POTENTIAL OF OIL/ELECTRIC HYBRID IN ALBERTA, 1979-80

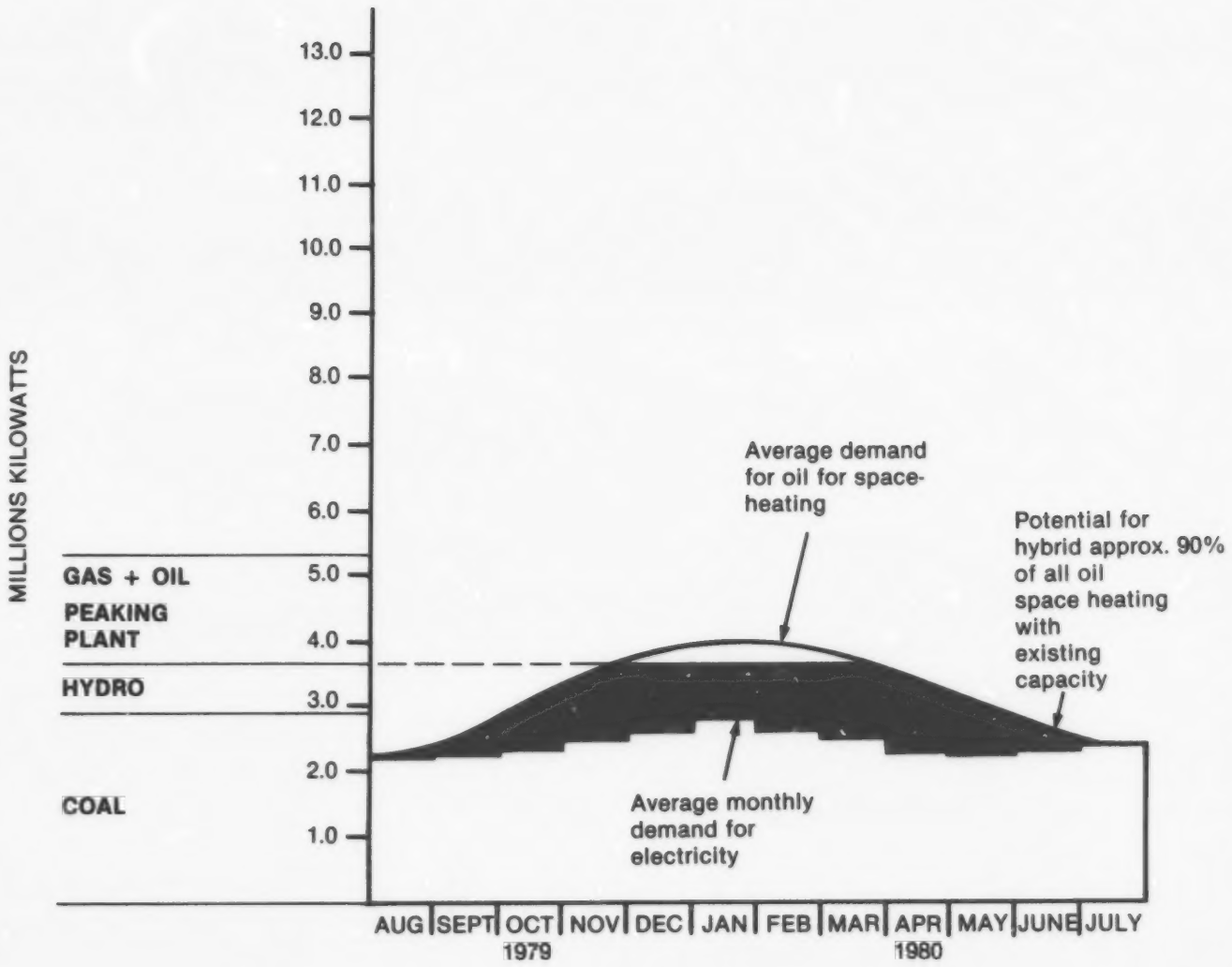
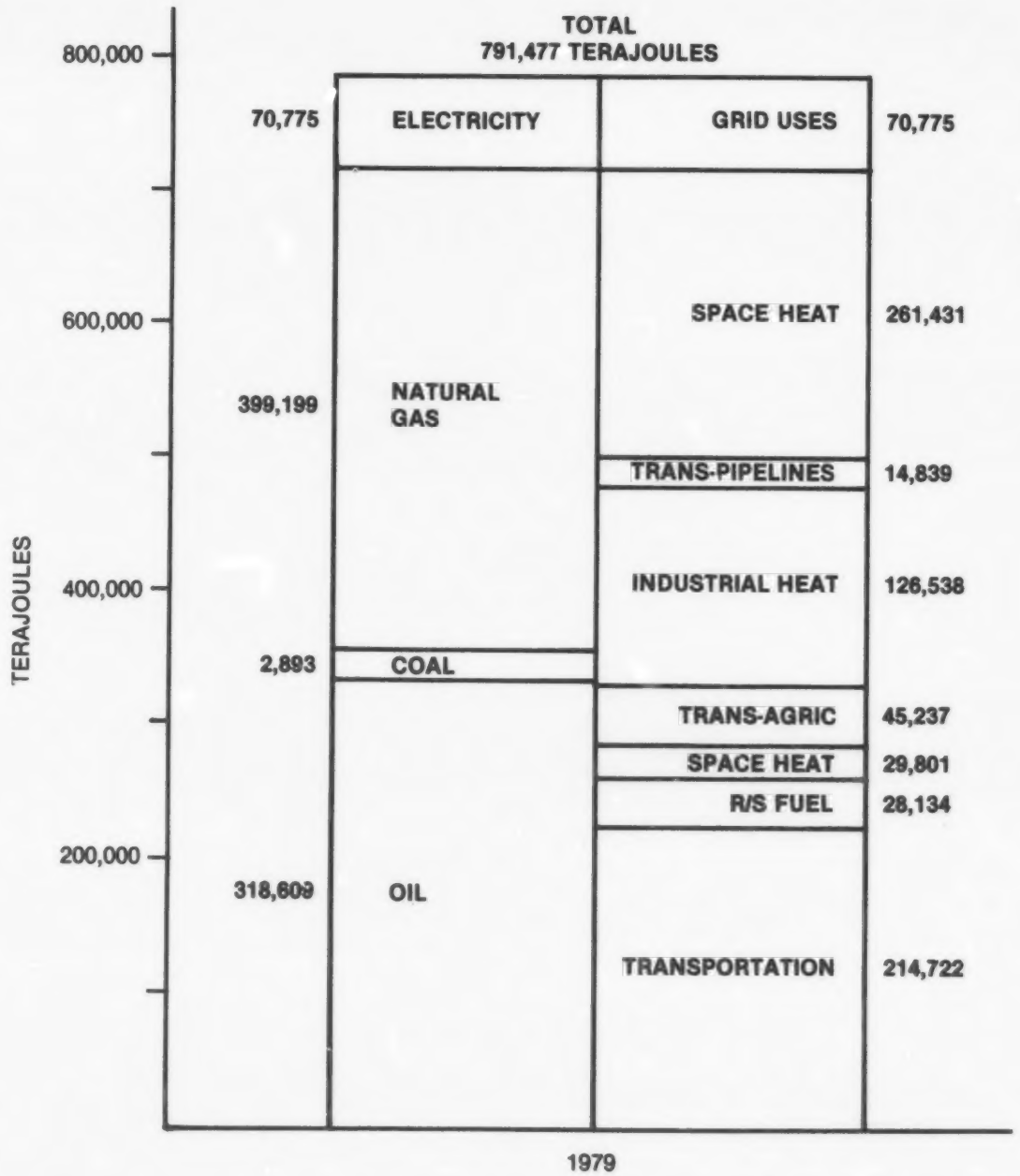


FIGURE 28

ALBERTA'S END-USE ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE



APPENDIX IX

THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE PROVINCE OF BRITISH COLUMBIA

(a) Electric generating plant, 1979
(excluding oil and gas peaking plant): 6,100 M.W.

(b) Proportion of total oil space heating that could be met by baseload (i.e. non oil- or gas-fired plant) in hybrid systems: 1979, 96 per cent

(c) Specific provincial limitations on use of hybrids:

British Columbia has had water stream-flow constraints. This could recur. This would favour the adoption of hybrids to provide back-up fuel in years of drought. CANDU technology could avoid this problem.

(d) Comments:

The mild climate of much of British Columbia's urban regions may make heat-pumps an attractive option. Vancouver Island would be a particularly attractive possibility for hybrid heating because space heating is provided chiefly by oil, at present. Experimental work has begun under a project funded as part of MOSST research.

FIGURE 29

HEATING POTENTIAL OF OIL/ELECTRIC HYBRID IN BRITISH COLUMBIA, 1979-80

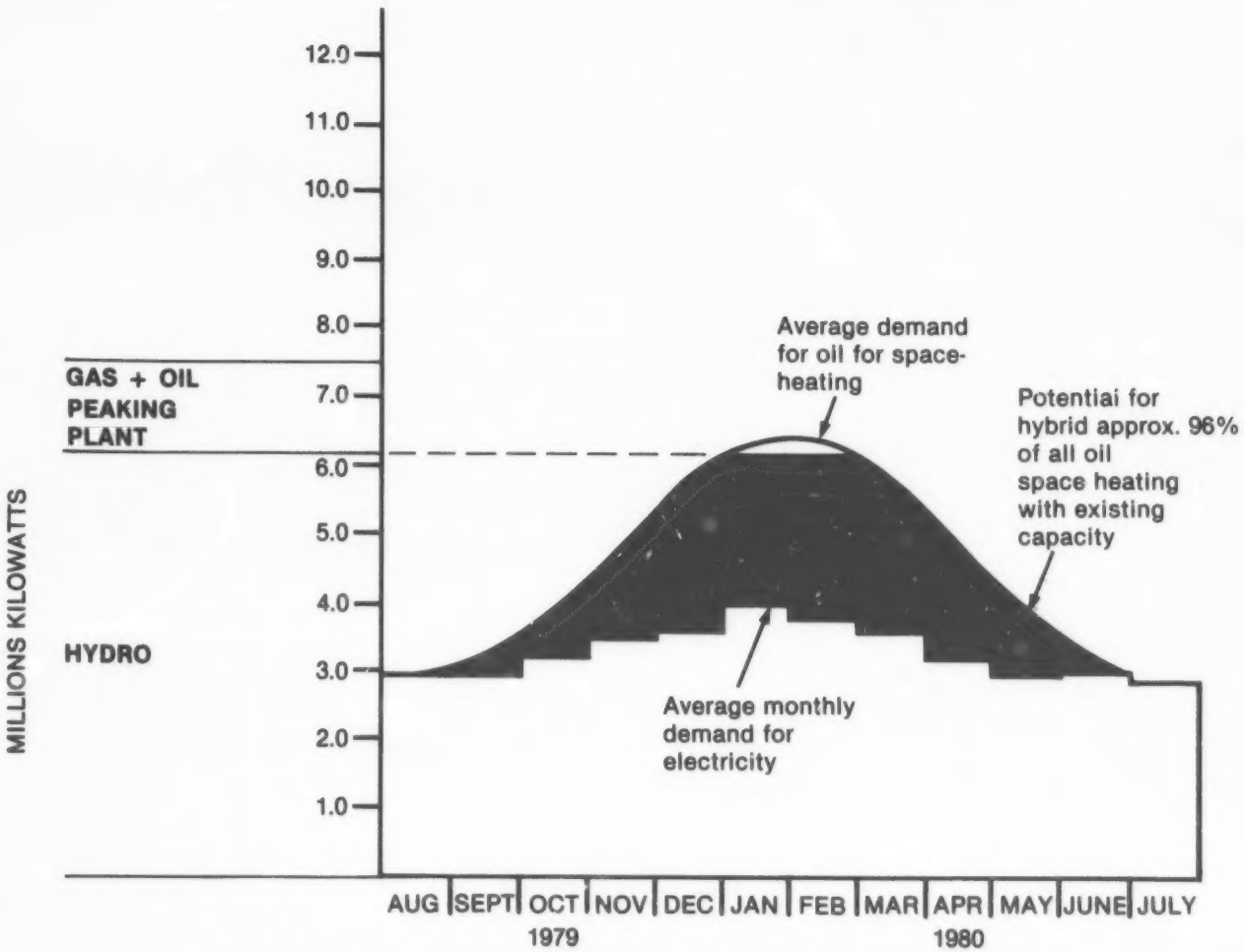
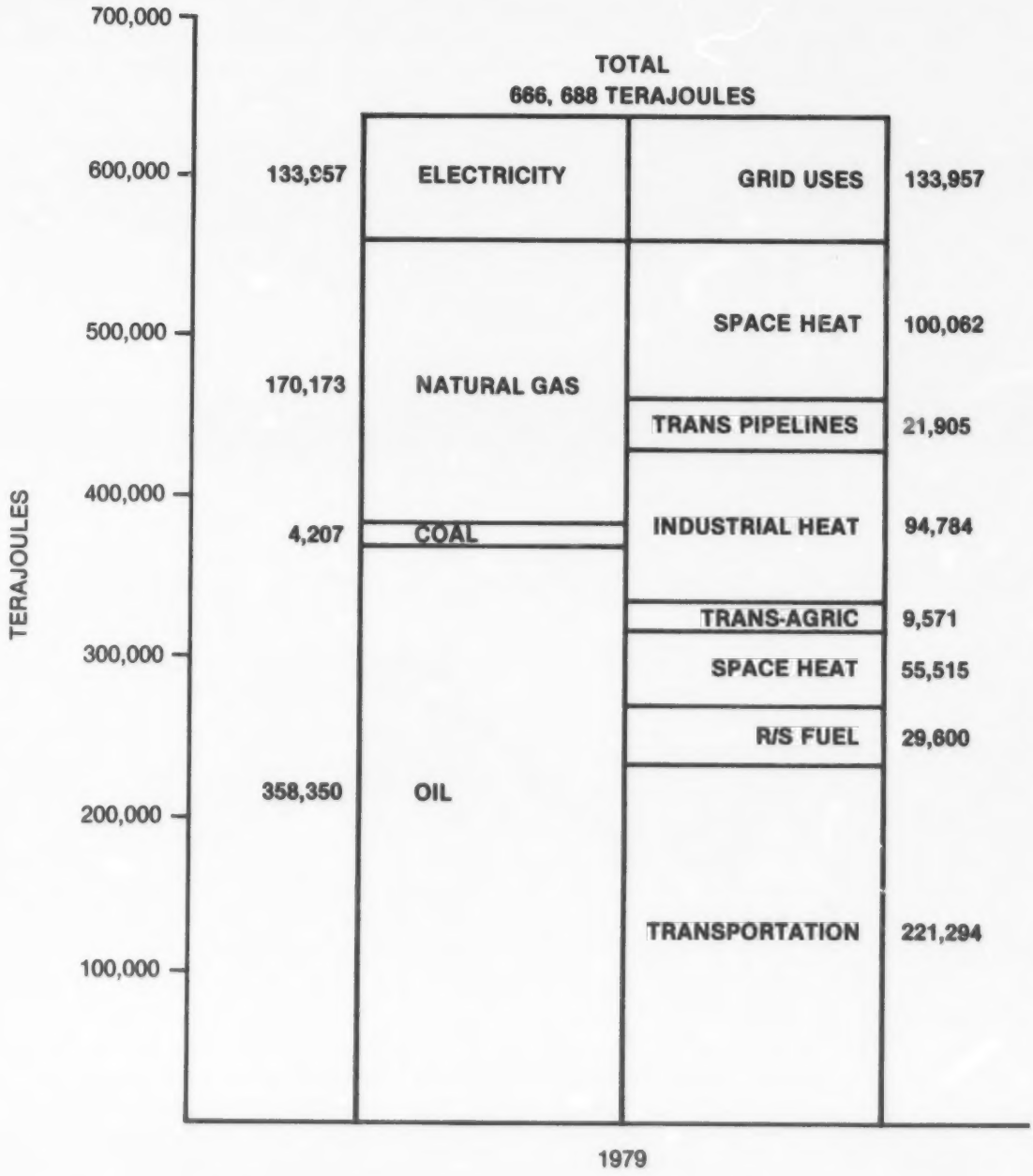


FIGURE 30

BRITISH COLUMBIA'S END-USE ENERGY SUPPLY AND DEMAND BALANCE



APPENDIX X

THE ELECTRIC HYBRID POTENTIAL IN THE TERRITORY OF THE YUKON

(a) Electric generating plant, 1979
(excluding oil and gas peaking plant)
Connected grid only: 58 M.W.

(b) Proportion of total oil space heating that could be met by electricity in hybrid systems (regions served by connected grid only): 1979, 45 per cent

(c) Specific provincial limitations on use of hybrids:

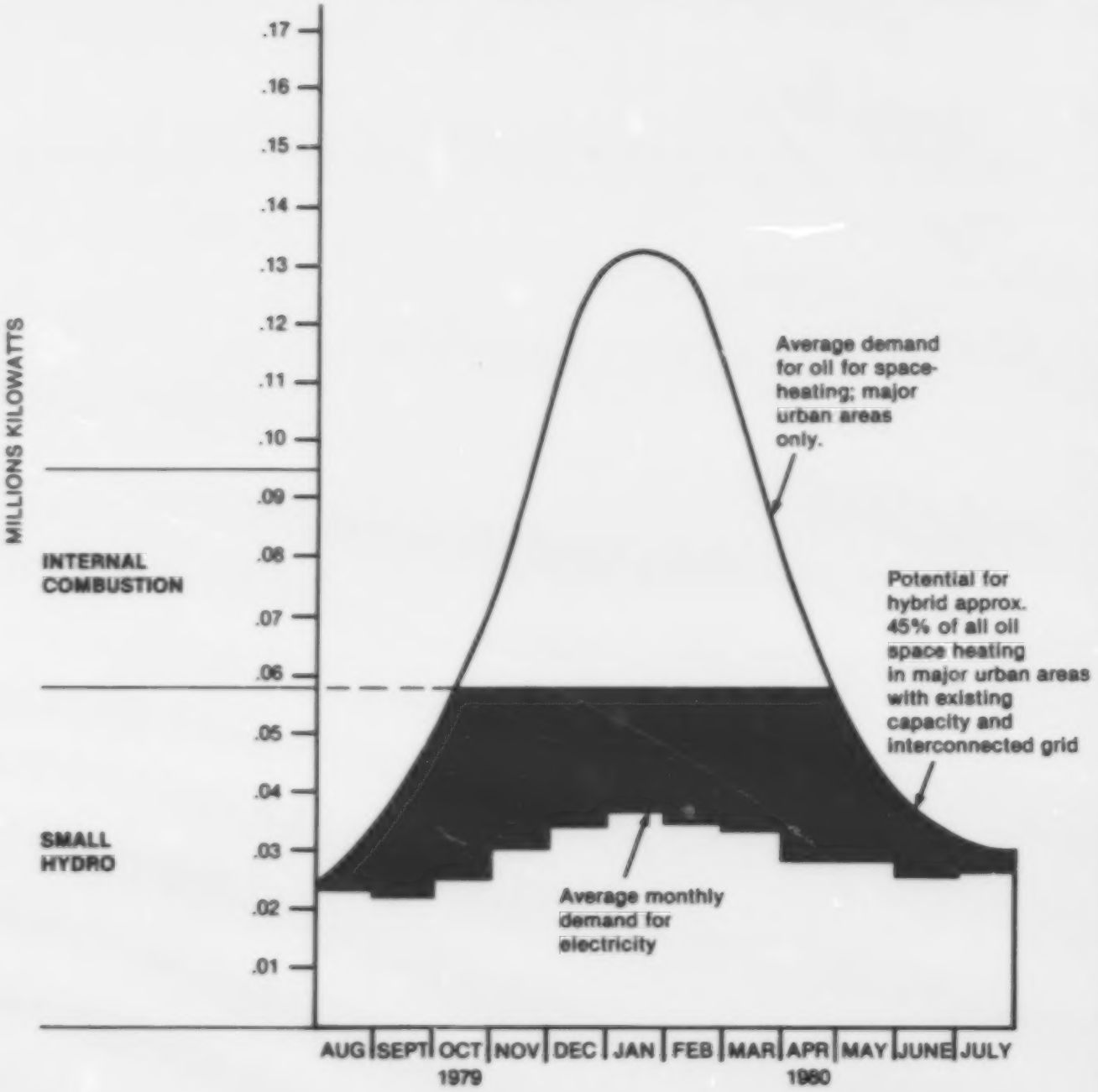
Only a relatively small part of the territory has a connected grid using non-oil or gas generating plant (hydro). This could be increased, but because of sparse population, it would be very expensive.

(d) Comments:

Territory heavily dependent on oil. Hybrid system applicable to the area, but connected grid would need to be expanded at considerable expense.

FIGURE 31

HEATING POTENTIAL OF OIL/ELECTRIC HYBRID IN YUKON TERRITORY: MAJOR URBAN AREAS (INTERCONNECTED GRID) ONLY



Ministère d'État
Sciences et Technologie Canada

Ministry of State
Science and Technology Canada

Les systèmes de chauffage hybride à l'électricité et au mazout

Canada

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

N° de cat. ST31-16/1984F

ISBN 0-662-92738-9

LES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE HYBRIDE À L'ÉLECTRICITÉ ET AU MAZOUT

Rapport préparé par R.H. Clayton
Division de l'analyse stratégique
Ministère d'État chargé des
Sciences et de la Technologie
pour le
Bureau de recherche de l'énergie et du développement
Énergie, Mines et Ressources Canada

Recherche financée par le
Comité de la recherche et du développement
énergétique et grâce à des ressources
d'appoint fournies par l'entremise du
Programme énergétique national

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984
N° de Cat. ST31-16/1984F
ISBN 0-662-92738-9

TABLE DES MATIÈRES

		Page
REMERCIEMENTS		1
RÉSUMÉ		3
CHAPITRE PREMIER:	**LES PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES AU CANADA**	8
a)	L'offre et la demande d'énergie	8
b)	Les options de remplacement	8
CHAPITRE DEUX:	**LES OPTIONS CANADIENNES DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE**	14
a)	La polyvalence du pétrole	14
b)	Le gaz naturel	14
c)	Les systèmes tout à l'électricité	14
d)	Le coût élevé du chauffage tout à l'électricité	15
e)	Le facteur d'utilisation de la charge et la diversification de la capacité	17
f)	Les diverses méthodes de production de l'électricité et leurs coûts	17
g)	Les caractéristiques des systèmes hydrauliques	19
h)	Les possibilités limitées des autres facteurs d'équilibre	20
i)	Les problèmes entraînés par une pointe de consommation: Hydro-Québec et Ontario Hydro	20
j)	Les problèmes liés aux marchés de chauffage de locaux	21
CHAPITRE TROIS:	**LE POTENTIEL DU SYSTÈME HYBRIDE ÉLECTRIQUE**	24
a)	Description du système hybride	24
b)	Hybride I: un système de chauffage hybride à températures fixes ou fonctionnant à certaines heures du jour	26
c)	Hybride II: un système de chauffage hybride télécommandé par le service d'électricité	27
d)	Le chauffage hybride dans les bâtiments de tous genres	29
e)	Les simulations des charges du chauffage hybride et de la répercussion sur les systèmes globaux d'Ontario Hydro et d'Hydro-Québec	29
f)	Le système Hybride II en pratique: la Minnkota Power et la période de pointe du samedi 9 janvier 1982	30
CHAPITRE QUATRE:	**LES AVANTAGES ÉCONOMIQUES ET TECHNIQUES DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE HYBRIDE POUR LE CANADA**	33
a)	La contribution à la sécurité de l'offre d'énergie et à l'autosuffisance énergétique	33
b)	Les répercussions sur les marchés de capitaux	33
c)	Les avantages techniques pour les services d'électricité	38
d)	Les avantages économiques pour les services d'électricité	39
e)	Les incitations à l'installation de systèmes hybrides et les avantages économiques éventuels pour les consommateurs	41
f)	Les coûts du combustible de chauffage en 1982-1983	42
g)	Les coûts d'entretien	43
h)	Le coût total du chauffage: frais d'immobilisation et combustible	44
i)	Les avantages industriels et techniques et les systèmes futurs (système hybride perfectionné)	47
j)	Le chauffage hybride et les possibilités d'exportation	50

Page

CHAPITRE CINQ: LES SYSTÈMES HYBRIDES ET LE GAZ NATUREL 54

CHAPITRE SIX: UNE CONCEPTION FÉDÉRALE DU CHAUFFAGE HYBRIDE 55

ANNEXES 57

I LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE TERRE-NEUVE 57

II LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE 60

III LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DU NOUVEAU-BRUNSWICK (Y COMPRIS L'ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD) 63

IV LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE QUÉBEC 66

V LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE L'ONTARIO 67

VI LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DU MANITOBA 68

VII LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA SASKATCHEWAN 71

VIII LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE L'ALBERTA 74

IX LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE 77

X LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LE YUKON 80

REMERCIEMENTS

Plusieurs personnes ont contribué à la définition du concept de chauffage hybride dans son ensemble (bi-énergie) et tout particulièrement à la préparation de ce rapport. Je tiens à les remercier de leur précieuse contribution.

Je dois d'abord souligner la contribution extrêmement importante de mon ancien collègue à l'Institut de recherches politiques, le regretté Constantine Lafkas. Si une personne au Canada peut être identifiée comme père du concept du chauffage hybride, c'est Constantine Lafkas. Il n'est pas exagéré de dire que, n'eût été sa clairvoyance au sujet de la nature des coûts de production de l'électricité et son approche imaginative des problèmes résultants, ce rapport n'aurait jamais été écrit. Il est à souhaiter qu'il permettra aux Canadiens de se familiariser avec les activités et les idées scientifiques — qui ont dépassé de loin le seul sujet de l'énergie — de cet homme remarquable.

C'est également un plaisir de remercier mes collègues du ministère d'État chargé des Sciences et de la Technologie pour leur appui continu. Le directeur de la division de l'analyse stratégique, M. David Henderson, a contribué à faire en sorte que le Ministère explore la technologie du chauffage hybride et sans ses qualités de chef, ce rapport n'aurait pu être mené à bonne fin. Je tiens à remercier également Manuel Chetcuti qui nous a considérablement aidé à rédiger les ébauches successives du rapport.

Le financement de la recherche nécessaire à ce projet a été assuré par Énergie, Mines et Ressources, par l'entremise du Comité sur la R-D énergétique. Je tiens à remercier particulièrement M. Peter Lumb, du Bureau de recherche de l'énergie et du développement, pour son appui. M. Lumb nous a fourni des commentaires utiles sur les ébauches successives ainsi que plusieurs suggestions qui sont reflétées dans le présent rapport. Je remercie également M. Peter Dyne, directeur général du Bureau de recherche de l'énergie et du développement ainsi que M. Brian Cook du même bureau.

Une grande partie de la recherche a été assurée par des services provinciaux d'électricité. A cet effet, je dois mentionner tout particulièrement le nom de M. Jean-Paul Cristel, directeur de la planification chez Hydro-Québec. D'autres employés de ce service ont apporté une importante contribution. Ce sont Mme Cécile Dion ainsi que MM. Jean Monette, Denis Payeur, André Guilbeault, Jacques Lemay et Jean-Pierre Léveillé.

Chez Ontario Hydro, je tiens à mentionner le nom de M. Gordon Patterson, directeur de la division Utilisation et Conservation de l'énergie, et M. Neil Mather, chef de la division Recherche sur les coûts. Les autres employés d'Ontario Hydro ayant contribué de façon importante à ce rapport sont MM. Doug Code, Roy Hicks, Garry Pepper, Mmes Janice Robertson et May Tam et MM. Paul Burke, Victor Stein, Rick Fleming et Tom Bennett. M. Tim Newton, directeur de la division Conservation de l'énergie à la B.-C. Hydro, mérite qu'on lui adresse des remerciements particuliers pour avoir coordonné l'appui offert par les services d'électricité en question. Il a été aidé de M. Zak El-Ramly ainsi que de MM. Reg Racine et Hoy Lau. Je remercie également MM. Ken Kelln, Brian Curran et Randy Graham de la Saskatchewan Power. L'aide de MM. Lawrence Baraniuk, Art Derry et Walter Gibson de la Manitoba Power a également été très appréciée. Nous avons également reçu un appui important d'un service d'électricité américain, la Minnkota Power. A cet effet, je remercie MM. Mike Gustafson et Mel Nelson de leur généreux appui. Tous ces services d'électricité nous ont fourni des renseignements indispensables qui nous ont permis de déterminer la possibilité d'adoption des systèmes de chauffage hybride selon leur expérience et leur point de vue respectif.

Nous avons également eu le plaisir de travailler avec diverses équipes de recherches et avec des consultants au cours de ce projet. M. Gary Kreps, qui a déjà fait partie de l'équipe de recherche de l'Institut de recherches politiques, nous a encore une fois rendu service en nous fournissant la plupart des calculs détaillés concernant le potentiel du chauffage hybride, du point de vue de la production électrique et de la demande en mazout. M. Michael Jaffey a entrepris dans chaque province une évaluation du potentiel de chauffage hybride d'après le nombre d'édifices au Canada. Il a reçu l'appui qualifié de M. Rick Moll de Statistique Canada. Le travail de toutes ces personnes a contribué à former la base des discussions qui sont présentées ici. M. Barry Bruce-Briggs a fourni les données et les conclusions qui ont fait partie de l'évaluation du marché américain et du potentiel d'exportation pour les systèmes de chauffage hybride. M. Tom Clark de la Stargate Consultants Ltd. s'est chargé d'évaluer l'industrie canadienne du chauffage hybride. Les employés de la Unies Consulting Ltd., et tout particulièrement le président, M. Gordon Spafford, ont fourni les données et la conclusion de la question intéressante du potentiel électrique hybride (y compris les hybrides gaz-électricité au Manitoba. Ils ont également apporté une contribution importante dans la détermination des coûts comparatifs du chauffage d'un espace donné avec différents combustibles et différents systèmes de chauffage. Finalement, la Ontario Research Foundation a fourni une évaluation des perspectives des systèmes hybrides gaz-électricité en général.

Plusieurs employés du gouvernement fédéral et autres organismes fédéraux nous ont fait part de commentaires utiles sur le chauffage hybride en général et/ou sur le présent rapport en particulier au cours de sa progression. Des contributions importantes ont été apportées par des employés d'Énergie, Mines et Ressources, particulièrement de la part de MM. Al Scott et Bill McGarry de la Direction de l'électricité, Mme Georgina Wyman et les membres de son personnel à la Direction du gaz naturel et de M. Len Good et d'autres personnes du Secteur de l'analyse de la politique énergétique. M. Gérald Beausoleil du ministère des Finances et M. Ken Vollman de l'Office national de l'énergie, et les membres de leur personnel, nous ont également fourni des commentaires utiles. Nous devons également mentionner les noms de M. Brian Larkin du CNRC et de MM. John Melvin et Ron Elliott de EACL pour leur très importantes suggestions.

Le secteur privé a également contribué de manière importante au présent rapport. J'aimerais mentionner tout particulièrement le nom de M. Jean-Pierre Cartier de P.C.S. Ltd., M. Sundar Raj de l'Association des manufacturiers d'équipement électrique du Canada (AMEEC), M. Juri Otsason de la Consumers' Gas, M. Gran Yuill de la Lion Industries, M. Cherif Menassa de la Thermolec Ltd., M. Phil Lamarche de la P.M. Wright Ltd., M. Herb Laks de la Pylon Electric et M. Harry West de l'Imperial Oil.

La dernière personne que je désire remercier, et non la moindre, est Mme Bonnie McLoughlin qui a dactylographié les nombreuses versions du texte en faisant preuve d'une compétence et d'une patience sans faille.

Je remercie tous ceux qui ont contribué à la préparation de ce rapport, que leurs noms aient été mentionnés ou non ci-dessus. Je tiens à signaler que je suis le seul responsable des interprétations et des conclusions que contient ce rapport et des erreurs qui auraient pu s'y glisser.

LES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE HYBRIDE À L'ÉLECTRICITÉ ET AU MAZOUT

RÉSUMÉ

La stratégie de remplacement du pétrole[1]

En 1980, le gouvernement fédéral, par l'entremise du Programme énergétique national (PEN), instaurait un programme de conversion aux produits de remplacement du pétrole pour favoriser un remplacement rapide et efficace du pétrole par le gaz naturel, l'électricité, l'énergie renouvelable et le charbon. Malheureusement, à moins que la situation ne change à cause de découvertes techniques imprévues, ces produits possibles de remplacement du pétrole ne sont pas aussi facilement adaptables que le pétrole. Par conséquent, une stratégie énergétique réaliste pour le Canada exige d'avoir recours aux produits de remplacement du pétrole partout où c'est possible et de réserver le pétrole aux applications là où les autres sources d'énergie ne sont pas facilement adaptables, comme dans le secteur des transports. Le PEN vise donc, entre autres, à réduire la consommation de pétrole dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel à 10 p. 100 au plus de l'ensemble de l'énergie utilisée dans ces secteurs.

Les produits de remplacement du pétrole servant au chauffage de locaux[2]

Le gaz naturel est un produit de remplacement logique du pétrole pour le chauffage. Les réserves de gaz sont très importantes au Canada et, dans plusieurs régions du pays, l'infrastructure nécessaire à la production et à la distribution du gaz est déjà en place. Cependant, bien que les prix en vigueur actuellement continueront de favoriser l'exploration du gaz naturel et son utilisation sur des marchés maintenant approvisionnés par le pétrole, les possibilités techniques d'améliorer considérablement l'efficacité de l'ensemble du système énergétique canadien en utilisant le gaz naturel pour remplacer le pétrole servant au chauffage sont limitées. Les pertes dues au transport deviendront plus importantes à mesure que le réseau des gazoducs s'étendra à travers le pays et qu'à peu près toutes les nouvelles réserves se trouveront dans les régions éloignées. En outre, puisque la demande pour le chauffage est saisonnière, l'usage accru de gaz naturel dans ce domaine entraînera des pertes d'efficacité dans tout le réseau de transport et de distribution de gaz au Canada (qui comprend l'usage industriel du gaz). Si le marché du chauffage pour le gaz naturel progressait plus rapidement que le marché industriel non saisonnier, l'utilisation de la capacité globale de toutes les installations de gaz naturel diminuerait.

Bien que le gaz naturel ne soit pas encore disponible dans certaines régions du Canada, des installations électriques existent dans presque tous les immeubles du pays. Toutefois, parce que l'électricité a été relativement coûteuse en vertu des présentes méthodes d'utilisation et qu'elle est considérée comme une forme d'énergie de haute qualité, on estime généralement qu'elle ne joue qu'un rôle complémentaire dans le chauffage. Pour satisfaire les besoins des consommateurs d'électricité, les services publics doivent disposer d'une puissance suffisante à la centrale de production (y compris des réserves adéquates), ainsi que dans les réseaux de transport et de distribution pour répondre à la pire des situations, même si elle ne survient qu'une fois par année. En d'autres termes, le facteur d'utilisation de la charge (le rapport entre le nombre moyen de kilowatts demandés et la demande de pointe) des systèmes de chauffage tout à l'électricité n'est pas très élevé.

Comme les termes l'indiquent, la puissance de production de la "charge de base" est celle qui fonctionne presque continuellement; elle représente environ 55 p. 100 de toutes les centrales de production d'électricité au Canada. Les centrales intermédiaires (environ 35 p. 100 de toute la puissance, généralement alimentées au charbon) fonctionnent une partie du temps et les centrales d'appoint (environ 10 p. 100 de la puissance, généralement alimentées au mazout ou au gaz) ne fonctionnent que rarement. La distribution de la charge détermine les divers types d'équipement dont le service a besoin. À long terme, l'équipement nécessaire à charge de base donne l'électricité la moins chère, pourvu que le marché soit important et stable. Du point de vue du coût, les services d'électricité ont donc intérêt à améliorer le facteur d'utilisation de la puissance au moyen d'une demande stable et continue. Les systèmes de chauffage tout à l'électricité ne permettent pas de maintenir ce type de demande.

Si le pétrole était massivement remplacé par le chauffage tout à l'électricité, compte tenu des présentes méthodes d'utilisation et sans compenser la croissance dans d'autres secteurs d'utilisation, l'immensité du marché, en particulier au Québec et en Ontario, surchargerait le réseau d'électricité et intensifierait les problèmes d'appoint des services publics. Le piètre facteur d'utilisation du chauffage deviendrait l'apanage de l'ensemble de l'électricité et la demande saisonnière irrégulière pour le chauffage nuirait gravement à l'efficacité globale de la capacité de production d'électricité.

[1] Voir le chapitre premier, *Les perspectives énergétiques au Canada*, dans le présent rapport.

[2] Voir le chapitre deux, *Les options canadiennes de remplacement du pétrole*.

En outre, le besoin de construire de nouvelles installations de production, de transport et de distribution, dont une partie importante resterait inactive la plupart du temps, nuirait aux marchés financiers. Bref, pour pouvoir satisfaire les demandes plus élevées en période de pointe de consommation, il serait plus économique pour les services d'électricité de vendre en plus grande quantité l'électricité produite en-dehors des périodes de pointes plutôt que d'augmenter leur capacité de production, de transport et de distribution.

On peut donc conclure de ce qui précède que le gaz naturel et les systèmes de chauffage tout à l'électricité permettent tous les deux de réduire la consommation de pétrole, mais que ni l'un ni l'autre n'améliore grandement l'efficacité de l'ensemble du système énergétique du Canada.

Le système de chauffage hybride à l'électricité et au mazout (chauffage bi-énergie)

Un autre système permettrait de réduire la dépendance du Canada à l'égard du pétrole et d'accroître en même temps l'efficacité globale du système énergétique canadien. Plus qu'une nouvelle technologie, le système de chauffage hybride (bi-énergie) est une nouvelle technique opérationnelle qu'il faudrait adopter (utiliser l'électricité pour le chauffage en périodes de pointe et utiliser le mazout en-dehors de ces périodes), pour combler les vides sur la courbe de la demande d'électricité. Ce système permet d'exploiter le réseau électrique et, si nécessaire, de remplacer le mazout par l'électricité moins coûteuse produite par les centrales à charge minimale et par les centrales intermédiaires. La présente étude traite avant tout du système hybride à l'électricité et au mazout dans le secteur résidentiel, bien qu'on pourrait également l'adapter au chauffage dans les secteurs commercial et industriel.

Le ministère d'État chargé des Sciences et de la Technologie, de concert avec Énergie, Mines et Ressources, a entrepris la présente étude pour analyser les avantages probables du chauffage hybride et pour répondre à certaines questions techniques sur ces répercussions et son utilisation. La présente étude avait également pour but d'engager le gouvernement fédéral et les provinces, les services d'électricité et les entreprises intéressées dans une analyse du chauffage hybride qui les inciterait à approfondir ses avantages et, le cas échéant, à prendre des mesures favorisant son adoption généralisée.

Description des systèmes hybrides[3]

Environ 35 p. 100 de tous les bâtiments canadiens sont déjà équipés d'un système au mazout. Pour les convertir au chauffage hybride, il suffirait très simplement d'installer un chauffe-air d'adjonction. De plus, à l'exception des périodes les plus froides des hivers canadiens, il suffit d'une puissance modérée pour conserver une température confortable dans la majorité des bâtiments, une puissance que le réseau existant d'électricité peut facilement assurer. Dans un système hybride, la chaudière de compiément pourrait aussi être installée de façon à opérer aux heures de la demande de pointe du réseau. Des essais effectués par Ontario Hydro, l'EACL et par Hydro-Québec et les nombreux systèmes hybrides installés par la Minnkota Power Cooperative dans le nord des États-Unis ont démontré que ce système contribue à améliorer considérablement le facteur d'utilisation de la puissance du réseau électrique.

Techniquement, on dispose de deux types de systèmes hybrides. Jusqu'ici, la plupart des efforts au Canada se sont concentrés sur le système Hybride I. Dans ce système, l'électricité fournit le chauffage de la charge minimale de septembre à juin, sauf si la température extérieure descend au-dessous du niveau de température fixé au préalable ou à une heure de la journée déterminée au préalable. Au-dessous de la température déterminée ou aux heures de demande de pointe diurne, une source de chaleur stockable, comme le mazout, remplace l'électricité. Dans un système Hybride I, la régulation de la commutation entre les deux sources de chaleur a lieu dans le bâtiment même. On dispose déjà de l'équipement que pourraient utiliser les habitations unifamiliales. L'équipement convenant aux grands bâtiments existe déjà, mais on n'est pas encore parvenu à le fabriquer à une grande échelle. Les mécanismes de régulation de cet équipement ne sont pas encore au point, bien qu'ils pourraient faire appel aux mêmes circuits que dans les chauffe-air d'adjonction plus petits.

Le système Hybride I contribue à stabiliser la demande d'électricité et les coûts de l'électricité. En fin de compte, cependant, il amplifiera le problème des heures de pointe, mais à un degré moindre que les systèmes tout à l'électricité, parce qu'il n'existe aucun mécanisme infaillible pour couper le chauffage électrique quand le réseau doit répondre à d'autres demandes. En fait, le système Hybride I n'est vraiment qu'un premier pas vers un système beaucoup plus complexe d'utilisation de l'électricité, le système Hybride II.

Le système Hybride II est supérieur au système Hybride I en ce sens qu'il fournit le gros des exigences en chauffage d'un bâtiment sans alourdir la demande aux heures de pointe du service. La puissance n'est affectée au chauffage que si elle ne doit pourvoir à d'autres besoins, en période hors pointe. Quand la demande correspond à presque toute la puissance disponible, le service d'électricité débranche progressivement un nombre suffisant d'éléments de chauffage électrique par télécommande afin de répondre à la demande croissante pour des besoins autres que ceux du chauffage. Les éléments peuvent alors être branchés

[3] Voir le chapitre trois, *Le potentiel du système hybride électrique*.

de nouveau au fur et à mesure que diminuent les autres besoins.

Il serait facile d'implanter immédiatement en Ontario et au Québec le système Hybride II dans tout le secteur résidentiel chauffé au mazout. Il suffirait d'une installation de 15 Kw de puissance de chauffage à l'électricité dans les habitations unifamiliales actuellement chauffées au mazout. Une telle puissance, même en période de pointe, ne surchargerait pas le réseau existant; elle permettrait quand même de remplacer jusqu'à 95 p. 100 de tout le mazout utilisé pour chauffer tout genre de bâtiment.

Bien que ce soit les deux provinces du centre du Canada qui bénéficieraient le plus de la conversion du chauffage au mazout à un système de chauffage hybride à l'électricité et au mazout, Terre-Neuve, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba, la Saskatchewan, la Colombie-Britannique (surtout l'Île de Vancouver) et l'Alberta pourraient réaliser des gains importants. À l'avenir, la Nouvelle-Écosse pourrait tirer profit d'un système de chauffage hybride, mais son surplus d'électricité de charge de base est actuellement insuffisant.

Les avantages économiques des systèmes de chauffage hybride[4]

Si l'on compare la demande de chauffage projetée aux surplus de la capacité de production d'électricité de plusieurs provinces, il aurait été possible, d'après la présente étude, de remplacer, en théorie, pendant la saison de chauffage 1979-1980, environ 80 p. 100 du mazout dans les locaux d'habitation canadiens par l'électricité disponible à ce moment-là, si tous les bâtiments chauffés au mazout (résidentiels, commerciaux et industriels) avaient été pourvus d'un système Hybride II. Uniquement en Ontario et au Québec, l'électricité aurait pu remplacer l'équivalent de 250 000 barils de pétrole brut par jour ou 91,3 millions de barils par année. Une telle réduction aurait permis au gouvernement fédéral d'économiser 1,33 milliard de dollars, en 1983, en paiements d'indemnisation des importateurs de pétrole, 1,43 milliard de dollars en 1984 et 1,70 milliard de dollars en 1985 (d'après des projections d'EMR concernant les subventions aux importateurs de pétrole) et aurait constitué un pas important vers l'autosuffisance du pays en matière de pétrole.

En outre, en accroissant l'efficacité énergétique globale, les systèmes de chauffage hybride empêcheraient les prix de l'énergie de monter au Canada par rapport à d'autres pays. Ils apporteraient une contribution à la situation concurrentielle du secteur industriel et aideraient ce secteur à pénétrer les marchés étrangers. Il bénéficierait d'un tel avantage parce que le Canada dispose de quantités considérables d'électricité à charge de base peu coûteuse.

L'utilisation des systèmes hybrides à l'électricité et au mazout pour le chauffage représente un avantage industriel pour les fabricants canadiens de produits électriques. Jusqu'à maintenant, l'Association canadienne de normalisation a approuvé cinq types d'équipement de chauffage hybride des résidences. En vertu d'une possibilité de 1 280 000 installations, on évalue à 640 millions de dollars la valeur des ventes en gros des chaufferair d'adjonction du secteur résidentiel de l'Ontario et du Québec qui seraient pourvus d'un système Hybride I. La valeur commerciale de l'équipement de commutation télécommandée nécessaire à un système Hybride II dans ces provinces est d'environ 768 millions de dollars. Si les services d'électricité offraient des tarifs préférentiels au chauffage pourvu d'un système hybride (c.-à-d. des tarifs moins élevés pour l'électricité consommée hors pointe), la quantité d'électricité nécessaire pourrait être enregistrée sur des compteurs distincts. On évalue à 384 millions de dollars la valeur des ventes en gros de ces compteurs.

L'adoption des systèmes de chauffage hybride ne ferait aucun tort aux marchés de capitaux canadiens. Ce système utilise les installations existantes de production, de transport et de distribution et il en coûte très peu à un service d'électricité pour fournir une énergie d'appoint au moyen des installations existantes. Ces coûts n'exigent pas d'avoir recours aux marchés de capitaux. En outre, parce que le système de chauffage hybride utilise les surplus de l'énergie hors pointe, il ne serait pas nécessaire d'investir dans des centrales de production que nécessite l'adoption des systèmes tout à l'électricité. Dans le cas des systèmes Hybride II, les services d'électricité auraient à engager des dépenses de capital pour l'installation de l'équipement approprié de télécommande. Toutefois, cet équipement est moins cher que l'agrandissement des centrales de production et des installations de transport et de distribution. D'après les données disponibles, les dépenses de capitaux en vue de la mise en application globale d'un système de chauffage hybride ne représenteraient pas plus que 10 p. 100 de celles que nécessite un système de chauffage tout à l'électricité.

Par contre, le gaz naturel exige un investissement considérable dans la construction de pipelines avant qu'il puisse efficacement remplacer le pétrole. Si l'on calcule le recours additionnel aux marchés des capitaux requis pour un système hybride de type II aux capitaux nécessaires à l'extention projetée vers l'Est du pipeline de gaz naturel (y compris les coûts des installations locales), la différence entre les deux se situe entre 1,3 milliard de dollars et 1,9 milliard de dollars.

[4] Voir le chapitre quatre, *Les avantages économiques et techniques des systèmes de chauffage hybride au Canada*, sections a) et b).

Les avantages pour les services d'électricité[5]

Les services d'électricité retireraient des avantages appréciables de l'adoption du chauffage hybride à l'électricité et au mazout. La demande faite aux centrales électriques, tout au long de la saison de chauffage, par suite de l'adoption de systèmes hybrides dans les maisons actuellement chauffées au mazout pourrait facilement accroître le facteur annuel d'utilisation de la charge qui pourrait passer de sa valeur actuelle de 65 p. 100 à 85 p. 100, tandis que le facteur d'utilisation de la puissance pourrait passer de 46 p. 100 à 75 p. 100. La plus grande partie de la charge serait ainsi divisée entre la charge minimale à laquelle s'ajouterait une petite partie de la charge intermédiaire et il n'y aurait aucune charge d'appoint.

Au Canada, au cours de la saison de chauffage 1982-1983, il serait possible, en théorie, de faire appel au système de charge de base et au système intermédiaire existants pour qu'ils fournissent 60 p. 100 plus d'électricité qu'actuellement pour le chauffage, sans augmenter outre mesure les coûts d'exploitation. On pourrait produire et distribuer hors pointe un surplus de 145 milliards de kWh d'électricité de charge de base à un coût marginal d'environ 2,3 c. ou moins le kWh pour les services d'électricité, ce qui est beaucoup moins élevé que le tarif moyen en vigueur. Dans des conditions idéales et possédant des installations optimales, un service d'électricité pourrait exiger aussi peu que 0,5 c. le kWh pour l'énergie hors pointe d'un système hybride. Évidemment, ces chiffres sont théoriques et il faudrait mettre plusieurs années avant de pouvoir utiliser entièrement la capacité de production hors pointe. Cependant, les possibilités sont énormes et pourraient presque toutes se réaliser.

Si l'on adoptait un système hybride de type II, le service d'électricité pourrait déclencher le système de chauffage d'appoint aussitôt qu'il lui faudrait affecter l'énergie à d'autres besoins, rendant ainsi le système automatiquement réglable. Le système Hybride II peut également représenter une protection efficace contre les dangers d'une panne du système en permettant aux services d'électricité d'interrompre, par télécommande, l'alimentation des dispositifs de chauffage d'une vaste région.

Jusqu'à très récemment, les deux plus importants services d'électricité du Canada, Ontario Hydro et Hydro-Québec, ne voulaient pas entreprendre de promouvoir l'utilisation d'envergure du chauffage hybride parce qu'ils étaient d'avis que leur capacité de production en période de pointe leur permettrait d'envisager l'implantation d'un système de chauffage tout à l'électricité. Maintenant, toutefois, ils s'intéressent activement aux systèmes de chauffage hybride. Au cours de la dernière année, ils annonçaient l'octroi de subventions non imposables, en plus de celle du Programme canadien de remplacement du pétrole, pour inciter leurs clients à convertir leurs chaudières au mazout au chauffage hybride à l'électricité et au mazout.

Les avantages pour les consommateurs[6]

Pour que l'objectif de remplacement du pétrole du gouvernement se réalise, il faudra envisager tant le nombre de conversions de remplacement du pétrole que la rapidité de ces conversions. Paradoxalement, les progrès pourraient être plus rapides en adoptant le chauffage hybride (où une faible quantité de pétrole joue un rôle d'appoint) qu'en adoptant les systèmes tout à l'électricité (qui seraient limités à un nombre relativement restreint de logements à cause des contraintes actuelles affectant le transport et la distribution et des limites possibles frappant la capacité de production).

Uniquement d'après les coûts du combustible (les chiffres de 1982-1983 concernant l'Ontario et le Québec), le consommateur n'a aucune raison ou presque d'acheter un système de chauffage hybride. Toutefois, si l'on tient compte, dans l'analyse, des frais d'immobilisation de la conversion, les systèmes de chauffage hybride deviennent plus intéressants. Il est moins coûteux de réadapter ces systèmes que toutes les autres solutions de remplacement (sauf le brûleur de conversion au gaz), mais en tant que nouveau système, ils sont plus coûteux à installer que les appareils de chauffage tout à l'électricité et les appareils de chauffage de qualité inférieure au gaz naturel. Ils sont cependant moins coûteux que les plinthes chauffantes électriques ou que les appareils de chauffage à fort débit par condensation du gaz naturel.

Bref, en ce qui concerne les coûts, pour le consommateur, du remplacement du pétrole servant au chauffage, le produit de remplacement le moins coûteux est le gaz naturel, suivi du chauffage hybride, le chauffage tout à l'électricité étant le plus coûteux. Par contre, si l'économie réalisée à cause de la plus grande efficacité des systèmes de chauffage hybride était transmise aux consommateurs sous la forme de structures des tarifs différenciés qui privilégient l'achat de l'électricité hors pointe tout en pénalisant son achat en période de demande de pointe, les services d'électricité pourraient les rendre moins coûteux que le gaz naturel et inciter par le fait même les consommateurs à adopter les systèmes de chauffage hybride. Hydro-Québec a déjà entrepris de mettre au point une structure de tarifs différenciés pour les systèmes hybrides.

Selon l'évolution future du rapport entre les prix et les structures des tarifs de l'électricité et du gaz naturel, il se pourrait que les systèmes de chauffage hybride à l'électricité et au mazout deviennent beaucoup plus

[5] Voir le chapitre quatre, sections c) et d).

[6] Voir le chapitre quatre, sections e) à h).

intéressants pour le consommateur éventuel de gaz naturel. Bien que les données existantes donnent à entendre que cela pourrait probablement être le cas, il est impossible de prédire avec certitude l'évolution des prix et des structures des tarifs.

Conséquences pour le gaz naturel[7]

À moins qu'une révision importante des politiques des prix du gaz servant à chauffer les résidences ne vienne l'empêcher, il se pourrait fort bien que l'adoption de tarifs préférentiels de l'électricité hors pointe pour le chauffage permette aux systèmes hybrides à l'électricité et au mazout de faire une entrée remarquée sur le marché du chauffage et contribue, par le fait même, à limiter l'expansion des ventes de gaz naturel. Cela ferait perdre des redevances importantes aux provinces productrices de gaz et ralentirait leur développement économique. Si les systèmes hybrides à l'électricité et au mazout étaient introduits à une grande échelle, il deviendrait donc important de rendre d'autres marchés accessibles au gaz naturel afin d'atténuer, pour les services d'électricité et les provinces productrices, les difficultés liées à la perte du marché du chauffage des locaux.

Les besoins en chaleur industrielle des industries canadiennes constituent un marché riche en possibilités pour le gaz naturel. Le gouvernement fédéral a annoncé des mesures qui permettraient la pénétration du gaz naturel dans ce domaine. Ces mesures comprennent, entre autres, des subventions pour supporter la moitié du coût de la conversion au gaz par des établissements industriels, commerciaux et privés, ainsi que des restrictions frappant les autorisations d'importer des pétroles résiduels (dont le prix est inférieur à celui du gaz naturel utilisé par l'industrie) et des mesures visant à faciliter des exportations de pétrole résiduel.

Une autre possibilité d'utilisation du gaz naturel consiste à convertir ce gaz en méthanol, un carburant à moteur sans plomb, à haut degré d'octane, pour les moteurs à essence et à diesel. La valeur commerciale du gaz naturel serait beaucoup plus élevée comme combustible de transport que comme combustible de chauffage. En outre, puisque le gaz naturel est la matière la moins chère qui sert à la production du méthanol, les carburants de transport synthétiques dérivés du gaz naturel seraient probablement moins chers que les carburants synthétiques américains. Il pourrait y avoir un marché d'exploitation important du gaz naturel canadien, non seulement sous sa forme primitive, mais aussi sous forme de produits d'une plus haute valeur énergétique, ce qui pourrait être très important pour l'industrie pétrochimique du Canada.

Il faut cependant tenir compte du fait que de grandes quantités de gaz naturel, qu'on pourrait convertir en méthanol, s'envolent actuellement en fumée dans les principaux champs pétrolifères du monde. En outre, une baisse importante du prix du gaz naturel favoriserait sa conversion en méthanol, même où on ne le brûle pas.

Conclusions[8]

L'adoption précoce et généralisée du chauffage hybride à l'électricité et au mazout dans les maisons canadiennes permettrait: a) d'atteindre l'objectif national de la sécurité et de l'autosuffisance énergétiques en réduisant rapidement la dépendance du Canada à l'endroit du pétrole importé; b) de soulager le trésor fédéral du fardeau des importants paiements d'indemnisation aux importateurs de pétrole; c) de permettre aux services d'électricité d'augmenter considérablement leurs ventes à même les centrales existantes; d) de reporter à plus tard la nécessité d'investir dans de nouvelles installations de production, de transport et de distribution; e) de contrôler le coût du chauffage pour les consommateurs tout en permettant aux services d'électricité de toucher des profits raisonnables, pourvu que les tarifs hors pointe soient fixés à des niveaux appropriés; f) d'ouvrir des possibilités industrielles aux fabricants canadiens de produits électriques; et g) d'avantager relativement l'industrie canadienne dans sa lutte pour détenir une part du commerce mondial, grâce à la baisse des prix de l'énergie qui accompagnerait l'utilisation plus efficace des systèmes de production d'électricité.

Signalons également que le chauffage hybride aviverait la concurrence entre ce système et le gaz naturel sur le marché du chauffage des résidences et forcerait peut-être les services de gaz naturel à maintenir leurs prix ou à accepter une part réduite du marché.

Cependant, compte tenu des conditions actuelles et d'après les meilleures projections de coûts, les meilleures données expérimentales et les meilleurs tests dont on dispose, la présente étude doit conclure que les systèmes de chauffage hybride à l'électricité et au mazout offrent la meilleure efficacité énergétique et les plus grands avantages financiers des diverses méthodes de chauffage des locaux.

---

[7] Voir le chapitre cinq, *Les systèmes hybrides et le gaz naturel*.

[8] Voir le chapitre six, *Une conception fédérale du chauffage hybride*.

CHAPITRE PREMIER : LES PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

a) L'offre et la demande d'énergie

En 1979, environ 57 p. 100 de l'énergie secondaire[1] ou d'utilisation finale au Canada venait du pétrole (figure 1)[2]. La proportion était à peu près la même cinq ans plus tôt. Bien qu'en somme, le Canada ait été autonome à l'égard du pétrole en 1974, il dépendait en 1979 des importations nettes pour combler 20 p. 100 de ses besoins. Au prix de 40 $ Can. le baril, soit 16 fois le prix du pétrole des dernières années de l'autonomie canadienne (1973-1974), la facture nette du pétrole importé avait atteint 6 milliards de dollars par année en 1981, et, au cours de cette dernière année, le gouvernement fédéral dépensait plus de 3 milliards de dollars par année en paiements de compensation pour le pétrole canadien[3].

Dernièrement, pour des raisons de conservation et de remplacement et à cause d'un ralentissement général de l'activité économique, les importations nettes ont grandement diminué et l'on croit qu'en 1983, elles seront négligeables. De toute façon, à moins qu'un facteur quelconque modifie en permanence l'équilibre de l'offre et de la demande, le Canada dépendra de nouveau du pétrole importé au cours des années à venir. Les figures 2, pour 1990, et 3, pour l'an 2000, illustrent ce fait. Ces chiffres donnent une idée générale des besoins énergétiques du Canada en matière d'offre et de demande. Les projections aux figures 2 et 3 sont fondées sur un taux de croissance d'une consommation totale d'énergie de 2 p. 100 par année pour la période allant de 1980 à 2000, ce qui est considérablement inférieur au taux de 3,5 p. 100 pour la période écoulée entre 1975 et 1979.

Rien ne porte à croire que des contraintes physiques empêcheront le gaz naturel, le charbon et les ressources hydrauliques génératrices d'électricité de fournir leur part prévue des besoins énergétiques au cours des années à venir. Cependant, les réserves canadiennes de pétrole ne seront vraisemblablement pas suffisantes pour satisfaire les besoins du pays en pétrole.

En 1979, le Canada a produit 250 000 m^3/jour (1 700 000 barils/jour) de pétrole brut. Cependant, selon les projections récentes de l'Office national de l'énergie[4], même les prévisions les plus optimistes (prévision de base modifiée de l'ONE) laissent supposer qu'en 1985, la production intérieure ne sera que de 200 000 m^3/jour (1 300 000 barils/jour). Dans les meilleures circonstances, un retour aux niveaux de production de 1980 ne pourrait être atteint avant 1995, et seulement si les projets d'exploitation des sables bitumineux sont mis à contribution. Selon les prévisions de base plus conservatrices de l'ONE, seulement 192 000 m^3/jour (1 250 000 barils/jour) seront produits en 1985, et la production diminuera à 157 000 m^3/jour (900 000 barils/jour) d'ici 1995. Les prévisions les plus optimistes de l'ONE sont fondées sur un régime de fixation des prix du pétrole, structuré de manière à encourager l'exploitation privée des ressources nouvelles qui se trouvent dans des régions éloignées, à une grande échelle. Aucune exploitation des sables bitumineux n'est survenue jusqu'à maintenant; en fait, les investisseurs du secteur privé ont retiré leurs capitaux des projets à court terme.

Les projections des figures 2 et 3 révèlent que, même si nous avons recours aux "prévisions de base modifiées" de l'ONE relatives aux approvisionnements intérieurs de pétrole, nous pouvons anticiper un écart important entre l'offre et la demande entre 1900 et l'an 2000 que nous qualifions de "déficit de l'offre" sur les diagrammes.

b) Les options de remplacement

Le gaz naturel et l'électricité représentent les deux options les plus évidentes de remplacement du pétrole pour le chauffage des locaux et dans le secteur industriel. Du point de vue technique, ces deux options peuvent remplacer le pétrole dans plusieurs applications. Cependant, si l'on continue, au rythme actuel, à les substituer au pétrole, l'efficacité globale du système énergétique canadien ne s'améliorera pas, bien que l'efficacité deviendra plus importante par suite de la hausse des coûts.

Outre le fait que le Canada possède des sources d'approvisionnements fiables tant de gaz naturel que d'électricité, le prix de ces combustibles est actuellement plus bas et c'est une autre raison de les utiliser. Cependant, les coûts réels du gaz et de l'électricité augmentent également, et ces coûts ont des conséquences économiques néfastes. En augmentant l'efficacité, on pourrait réduire les coûts réels de l'énergie.

Il existe des possibilités considérables d'améliorer l'utilisation des systèmes d'énergie au Canada, et partant, l'efficacité économique globale du pays, notamment dans le secteur de l'électricité. En 1979, l'année la plus récente pour laquelle on peut obtenir des statistiques détaillées sur l'énergie, la puissance de production d'électricité du Canada était de 72 000 mégawatts, soit une puissance de 631 milliards de kilowatts-heures sur une base d'utilisation régulière. En effet, du mois d'août 1979 au mois de juillet 1980, 293 milliards de kWh ont été utilisés, soit un facteur d'utilisation de 46 p. 100 (49 p. 100 au cours de la saison de chauffage). Cela signifie qu'en moyenne, l'équipement reste inutilisé pendant plus de la moitié du temps.

Quelques calculs permettront d'illustrer les avantages possibles d'un accroissement de l'efficacité dans le réseau électrique canadien. Si, par exemple, la moitié des 388 milliards de kilowatts-heures d'électricité que peuvent produire les centrales canadiennes (mais qui ne sont pas utilisés) pouvait être mise à contribution et

FIGURE 1

ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE D'ÉNERGIE SECONDAIRE (UTILISATION FINALE) AU CANADA, 1979

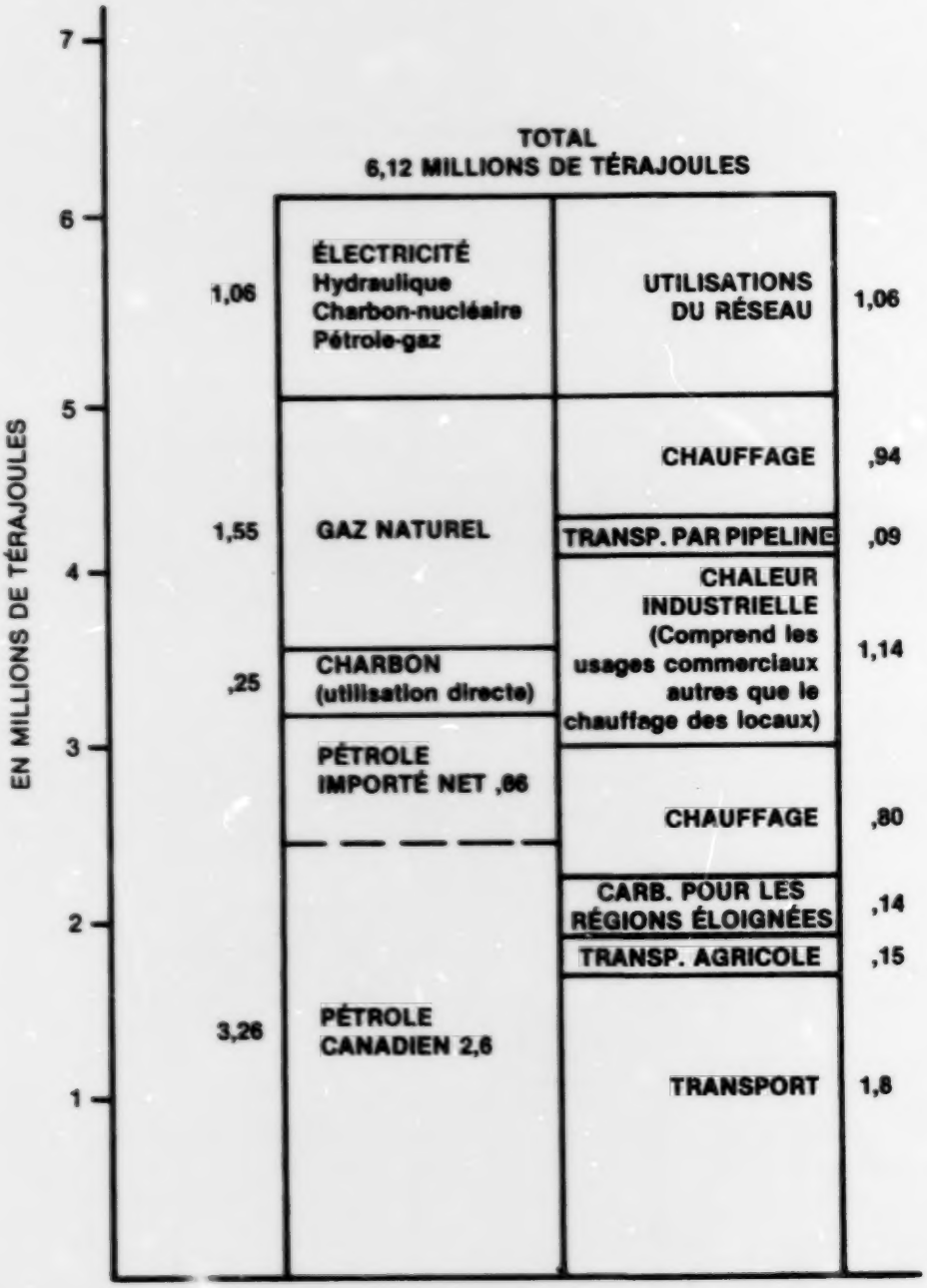


FIGURE 2

ÉQUILIBRE PRÉVU ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE EN ÉNERGIE SECONDAIRE (UTILISATION FINALE) AU CANADA, 1990

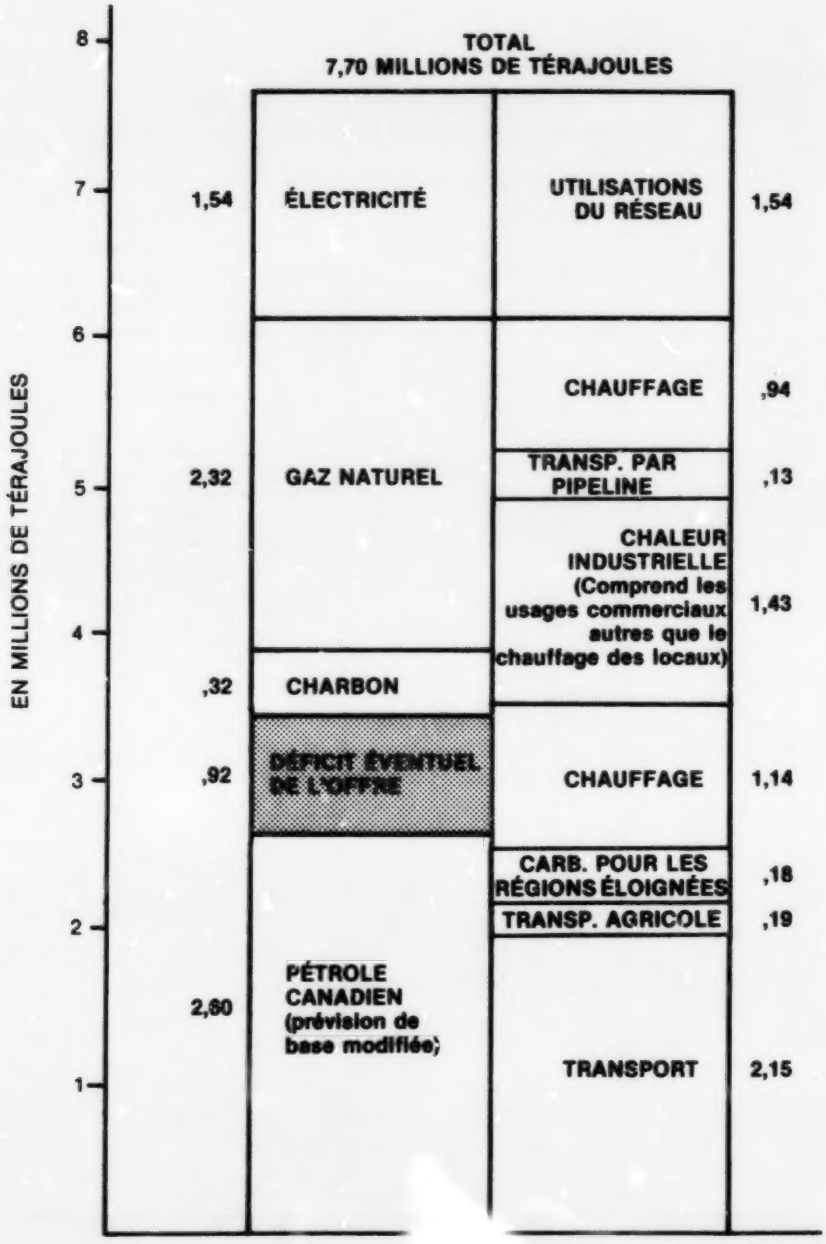
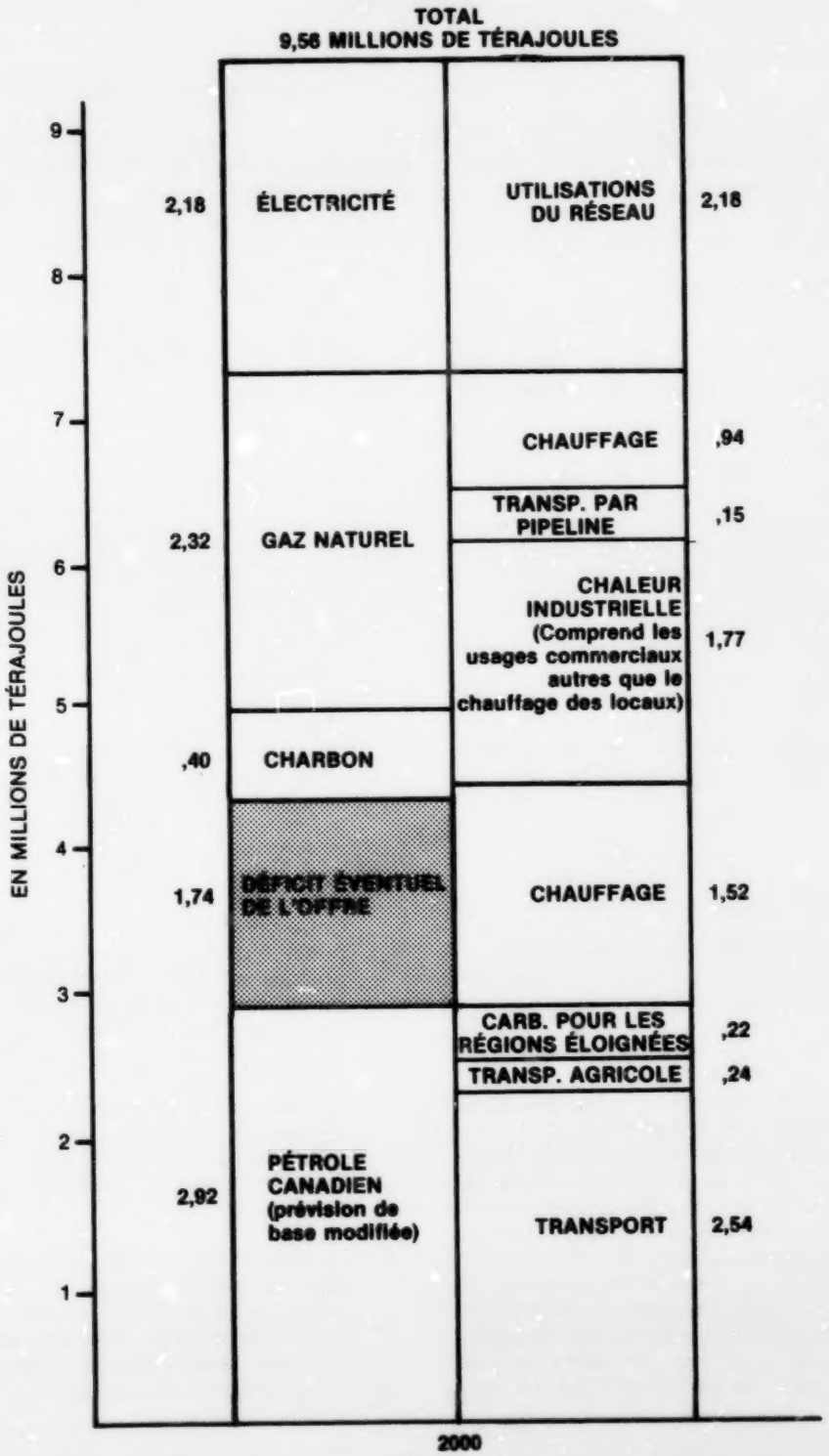


FIGURE 3

ÉQUILIBRE PRÉVU ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE EN ÉNERGIE SECONDAIRE (UTILISATION FINALE) AU CANADA, AN 2000



si les consommateurs payaient les deux tiers du prix normal (2,4 c./kWh plutôt que 3,6 c./kWh) pour cette électricité "hors pointe", on obtiendrait les résultats suivants :

(i) des revenus de 4,7 milliards de dollars par année pour les services d'électricité canadiens sans avoir à agrandir les centrales; les fardeaux du service de la dette et de l'amortissement seraient réduits considérablement, pour le plus grand avantage des consommateurs, tout en limitant les dépenses au coût marginal d'approvisionnement des centrales existantes pendant les heures creuses;

(ii) des délais dans la construction de nouvelles centrales, réduisant ainsi la demande de capitaux rares des services publics sur les marchés financiers; et

(iii) la capacité de fournir aux entreprises et aux consommateurs des quantités considérables d'énergie à des prix moyens inférieurs à ce qu'ils seraient, si le facteur d'utilisation de la puissance était plus bas.

Le chauffage hybride est une technique qui permettrait de tirer parti de la capacité de production d'électricité qui reste inactive pendant une grande partie du temps. L'utilisation de l'électricité dans les systèmes de chauffage hybride est précisément conçue pour accroître l'utilisation de la capacité de production d'électricité au Canada sans accroître le besoin de construire de nouvelles centrales. Si cette méthode était adoptée dans les régions où la charge minimale est bon marché, il en résulterait une amélioration de l'efficacité de l'ensemble du système énergétique du Canada, et, ce, à des prix concurrentiels. C'est une technique relativement simple et bien éprouvée qui convient parfaitement aux ressources énergétiques du Canada.

Les mécanismes, les avantages et les conditions de l'adoption généralisée du chauffage hybride font l'objet du présent rapport.

NOTES DU CHAPITRE PREMIER

1. Le rapport traitera de trois niveaux de l'énergie, c'est-à-dire :

L'ÉNERGIE PRIMAIRE

— le pétrole brut à la tête du puits
— le gaz naturel entrant dans le pipeline transcanadien
— le charbon ou l'uranium à une centrale thermique ou l'eau tombant d'une digue

L'ÉNERGIE SECONDAIRE

— le mazout livré au réservoir d'un bâtiment
— le gaz naturel passant dans le compteur d'un bâtiment
— l'électricité à l'entrée d'un bâtiment

L'ÉNERGIE TERTIAIRE

— la chaleur des locaux dans un bâtiment

Dans le cas du pétrole, on observe une perte d'énergie d'environ 20 p. 100 au cours de la transformation à la raffinerie entre les stades primaire et secondaire et une perte supplémentaire de 40 p. 100 du mazout livré (compte tenu d'une efficacité de 60 p. 100 de la chaudière), entre l'énergie secondaire et l'énergie tertiaire. Il y a également des pertes pour le gaz naturel, en particulier au cours du transport dans les pipelines. Cependant, bien que la perte entre les stades primaire et secondaire pour le gaz peut être semblable ou plus grande que la perte de pétrole au cours du raffinage (selon les distances de transport de pipeline), les pertes entre les stades secondaire et tertiaire sont généralement similaires environ de 40 p. 100 (compte tenu d'une efficacité de 60 p. 100 du système de chauffage). Pour ce qui est de l'électricité, on compte une perte du stade primaire au secondaire d'environ 65 à 70 p. 100 dans le cas de la production d'énergie thermique. Les pertes de production d'énergie hydraulique sont habituellement de 5 à 10 p. 100, mais, elles sont souvent calculées comme si elles étaient du même ordre que la production d'énergie thermique. (À cause d'une convention statistique adoptée pour faciliter la comptabilité énergétique des pays dont l'électricité est surtout produite par les centrales thermiques. Cette convention fausse l'efficacité de l'énergie primaire des pays qui, comme le Canada, ont de grandes quantités d'hydro-électricité, afin d'assurer la comparabilité plus importante au niveau secondaire). Dans chaque cas, on observe une perte supplémentaire de 10 p. 100 dans la transformation du stade primaire au secondaire, par suite du transport et de la distribution dans le réseau. Cependant, les chiffres relatifs à l'énergie secondaire et à l'énergie tertiaire sont identiques, l'électricité est efficace à presque 100 p. 100 au point d'utilisation.

2. La figure 1 est tirée du document de Statistique Canada intitulé *Énergie au Canada: offre et demande*, séries 57-207, Ottawa. Il faut insister sur le fait que c'est un tableau du système en 1979. Certaines caractéristiques essentielles de l'offre et de la demande demeurent les mêmes, mais avec

des particularités différentes d'année en année. La hauteur des barres est proportionnelle aux quantités d'énergie offertes et utilisées. Le diagramme n'inclut pas l'énergie dérivée du bois, laquelle est utilisée principalement par l'industrie forestière ou les autres sources d'énergie qui se suffisent à elles-mêmes. Toute l'énergie qui figure ici est de l'énergie secondaire (c.-à-d. des produits raffinés de consommation, comme le fuel-oil léger ou l'essence); mais avant la consommation par l'équipement auquel elle est destinée (par exemple, chaudière ou automobile). Dans le cas des combustibles fossiles, il faut donc faire un autre redressement de l'efficacité thermique afin d'obtenir un indice vraiment comparable de la production finale, c'est-à-dire de l'énergie tertiaire.

Des statistiques de l'énergie secondaire sont publiées pour des secteurs de l'économie comme les secteurs résidentiel et agricole, industriel et commercial. Cependant, ce qui importe dans la demande d'énergie, c'est son application pratique comme le chauffage des locaux, l'éclairage, le transport des marchandises et c'est de cette manière que nous présentons la demande secondaire aux figures 1, 2 et 3. Afin de transposer les données de Statistique Canada sur l'utilisation de l'énergie par secteur en données d'utilisation pratique, il nous faut faire certaines suppositions. Les tableaux ont été conçus d'après les données suivantes :

a) le chauffage des locaux dans les secteurs résidentiel, agricole et commercial comprend la consommation à des fins de chauffage de tous les combustibles, à l'exception de l'électricité. Le chauffage à l'électricité est inclus dans la composante "utilisations du réseau";

b) dans le secteur industriel, nous avons calculé qu'un quart du gaz naturel et que tout le fuel-oil léger sont consommés pour fournir de la chaleur à basse teneur que nous incluons dans la composante "chauffage des locaux". La chaleur industrielle (la chaleur nécessaire aux transformations industrielles) exige le total du charbon, du coke, du gaz du pétrole liquifié, du gaz de distillation, du fuel-oil lourd et les trois quarts du gaz naturel consommé dans le secteur industriel;

c) dans les sites éloignés, le combustible nécessaire à la production d'électricité des centrales et au fonctionnement de l'équipement motorisé sur le site est fourni par tout le combustible diesel et le kérosène que Statistique Canada alloue au secteur industriel;

d) l'électricité est définie seulement par le terme "utilisations des réseaux", c'est-à-dire l'électricité produite par les compagnies de services publics et les grandes entreprises commerciales.

Pour 1979, des graphiques similiaires ont été préparés pour toutes les provinces dans le cadre du projet du MEST. Les graphiques de l'Ontario et du Québec figurent au chapitre 4. Toutes les autres provinces sont incluses dans les annexes.

3. En 1981, les importations nettes de pétrole du Canada ont atteint 132 765 000 barils, ce qui équivaut à 364 000 barils par jour, par année. Le prix moyen de ces importations a été de 35,40 $ (US) le baril et les paiements de péréquation interne du pétrole se sont élevés à 3,4 milliards de dollars.

4. Office national de l'énergie, *L'énergie au Canada : offre et demande, 1980-2000*, Ottawa, juin 1981.

CHAPITRE DEUX : LES OPTIONS CANADIENNES DE REMPLACEMENT DU PÉTROLE

a) La polyvalence du pétrole

Le pétrole est très avantageux à deux points de vue : il se prête à une grande variété d'applications et il peut être stocké et transporté assez facilement. Toutefois, à cause de sa complexité et des facteurs économiques liés à son raffinage, le pétrole brut doit être transformé en une séric de produits[1]; il ne peut être utilisé pour fabriquer un seul produit, l'essence par exemple. En outre, il y a des limites à la flexibilité de la combinaison des fractions qu'une raffinerie peut extraire du pétrole brut. Jusqu'à présent, les raffineurs ont réussi à trouver toute une gamme d'applications aux produits du pétrole : l'essence pour les automobiles, le kérosène pour les avions, les carburants diesels pour les camions, le fuel-oil léger pour le chauffage des locaux, les combustibles résiduaires pour la production d'électricité. Cette polyvalence est l'une des principales raisons pour laquelle le pétrole a été la source d'énergie la plus en demande dans le monde depuis 1945.

Malheureusement, à moins de découvertes techniques imprévues, les produits de remplacement possibles du pétrole ne sont pas aussi bien adaptés à tous ces usages. Par conséquent, une stratégie énergétique réaliste exige que le pétrole soit réservé, autant que possible, aux applications pour lesquelles les produits de remplacement sont encore difficiles à obtenir, notamment pour le transport et les besoins en carburants des régions éloignées et isolées. Pour accroître la production des produits de qualité supérieure, comme les carburants du transport, il faudrait améliorer les raffinerics. Cela serait certainement possible sur le plan technique, en particulier si l'on pouvait obtenir de l'hydrogène d'une source externe. Le Canada a la chance de disposer d'hydrogène externe à bon marché dans ses importantes réserves de gaz naturel. L'électrolyse pourra peut-être en fournir une source supplémentaire à l'avenir. La hausse des prix réels des produits pétroliers fournit l'incitation économique pour mettre au point les techniques d'amélioration du raffinage.

Les besoins en matière de chauffage, tout en étant aussi importants que les besoins en matière de transport, peuvent être satisfaits par n'importe quelle source d'énergie appropriée à la production de chaleur de faible degré. À cet égard, le gaz et l'électricité sont les deux options principales de remplacement du pétrole.

b) Le gaz naturel

À première vue, le gaz naturel semble le produit de remplacement logique du pétrole dans le secteur du chauffage. L'ONE estime[2] qu'au prix courant, les réserves établies du Canada sont de 76,2 millions de térajoules (environ 72 trillions de pieds cubes). Au rythme actuel de l'utilisation intérieure et des exportations, ces quantités représentent un approvisionnement de 28 ans. En outre, il y a d'importants gisements supplémentaires dans les régions inexploitées, dans les formations de sables compacts, etc., qui ne peuvent être inclus dans les réserves à cause d'infrastructures inadéquates, ou de l'exploration insuffisante, voire des deux, ou du manque de données relatives au recouvrement des coûts. Dans plusieurs régions du Canada, l'infrastructure nécessaire au transport et à la distribution du gaz est déjà en place et les provinces productrices, de même que les sociétés exploitantes, ne demandent pas mieux que d'étendre leurs marchés.

En 1979, le gaz naturel a fourni 1,55 million de térajoules d'énergie pour fins d'utilisation finale au Canada, venant immédiatement après les 3,26 millions de térajoules provenant des produits pétroliers. En tant que combustible de chauffage, on l'a utilisé plus que le mazout, soit 0,937 million de térajoules contre 0,795 million de térajoules. Toutefois, les possibilités techniques d'améliorer considérablement l'efficacité de l'ensemble du système énergétique canadien par l'utilisation du gaz naturel comme produit de remplacement du pétrole pour servir au chauffage sont limitées. De plus, les réserves de gaz naturel exploitées au Canada se trouvent dans l'Ouest, tandis que les sources inexploitées sont dans l'Arctique et l'Atlantique. Par conséquent, le transport et la géographie deviennent des éléments économiques importants à considérer dans le coût de livraison du gaz naturel, et, partant, de sa compétitivité, sur bon nombre des marchés du Canada.

c) Les systèmes tout à l'électricité

Parce que l'électricité est relativement chère en vertu des conditions actuelles d'utilisation et qu'elle est considérée comme une forme d'énergie de "haute qualité", on estime généralement qu'elle ne peut jouer qu'un rôle complémentaire pour le chauffage. Compte tenu des techniques actuelles, elle constitue en effet un "piètre" produit de remplacement du pétrole au Canada à cause de la concentration saisonnière de la demande pour le chauffage. Si les systèmes de chauffage tout à l'électricité étaient largement adoptés en utilisant les méthodes courantes et sans compenser la croissance sur d'autres marchés, le facteur d'utilisation[3] de la charge du réseau électrique se détériorerait rapidement, au point qu'il n'y aurait aucune perspective raisonnable de concurrence des coûts au-delà d'un degré de diffusion relativement modeste. Il faudrait des capacités de production beaucoup plus considérables pour répondre à la demande de pointe pendant la saison de chauffage.

On estime qu'à l'heure actuelle, l'électricité répond à environ 15 p. 100 de tous les besoins de chauffage des locaux au Canada[4]. Bien que dans certaines provinces, il n'y ait à peu près pas de chauffage à l'électricité, son utilisation relativement répandue dans d'autres provinces compense ce fait. En Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse, le chauffage à l'électri-

cité est peu utilisé ou ne l'est pas du tout, tandis qu'au Québec, au Manitoba et à Terre-Neuve, la proportion est importante. Cependant, la proportion de chauffage à l'électricité ne dépasse guère 25 p. 100 dans aucune province, bien que les enquêtes d'Hydro-Québec démontrent qu'environ 29 p. 100 des résidences du Québec sont chauffées à l'électricité.

Les techniques de chauffage à l'électricité sont multiples; elles comprennent des grilles de résistance individuelle pour chaque pièce, des systèmes de chauffage électrique reliés à des conduits d'air soufflé et des pompes à chaleur avec un système auxiliaire de chauffage par résistance. Du point de vue de l'utilisateur, le chauffage à l'électricité a l'avantage d'être plus propre et de permettre un contrôle plus précis de la température. Jusqu'à récemment, cependant, il ne s'est pas révélé meilleur marché, malgré une capacité remarquable de production d'électricité à bon marché au Canada; c'est la principale raison qui a empêché sa pénétration du marché. En outre, les caractéristiques du climat hivernal du Canada sont de nature à limiter le chauffage entièrement à l'électricité parce qu'il pourrait être plus coûteux que le chauffage au mazout, étant donné qu'il exigerait des capacités de production supplémentaire d'électricité.

d) Le coût élevé du chauffage tout à l'électricité

Le coût élevé du chauffage tout à l'électricité découle de la rigueur des hivers canadiens. De grands et intenses fronts froids peuvent s'abattre sur la moitié du pays pendant plusieurs jours. Les températures locales peuvent descendre à −30°C et même à −40°C, soit de 20 à 30° sous la normale pour le mois de janvier. La figure 4 présente une courbe typique des degrés-jours pour Ottawa, laquelle illustre le climat canadien. L'écart entre la température la plus basse (représentant la demande de pointe pour le chauffage) et la température moyenne du mois le plus froid (janvier) est à remarquer. C'est l'essentiel du problème qu'entraînent les systèmes de chauffage tout à l'électricité: afin de satisfaire les besoins des consommateurs, les entreprises de services publics doivent disposer d'une puissance suffisante à la centrale de production (y compris des réserves adéquates), ainsi que dans les réseaux de transport et de distribution, pour répondre à la pire des situations, même si elle ne survient qu'une fois par année. En d'autres termes, le facteur d'utilisation de la charge avec les systèmes de chauffage tout à l'électricité n'est pas très élevé et, comme nous le verrons, ce fait est extrêmement coûteux à la longue. Les données climatiques du Canada révèlent que tous les types d'appareils de chauffage fonctionnent en moyenne 27 p. 100 du temps (c.-à-d., compte tenu du climat canadien, la demande relative au chauffage des locaux entraîne un facteur de charge de 27 p. 100). Cela se compare à l'ensemble de la charge résidentielle laquelle est de 30 à 35 p. 100, et la moyenne du facteur d'utilisation de la charge de toutes les centrales de production d'électricité, laquelle est de 65 p. 100[5].

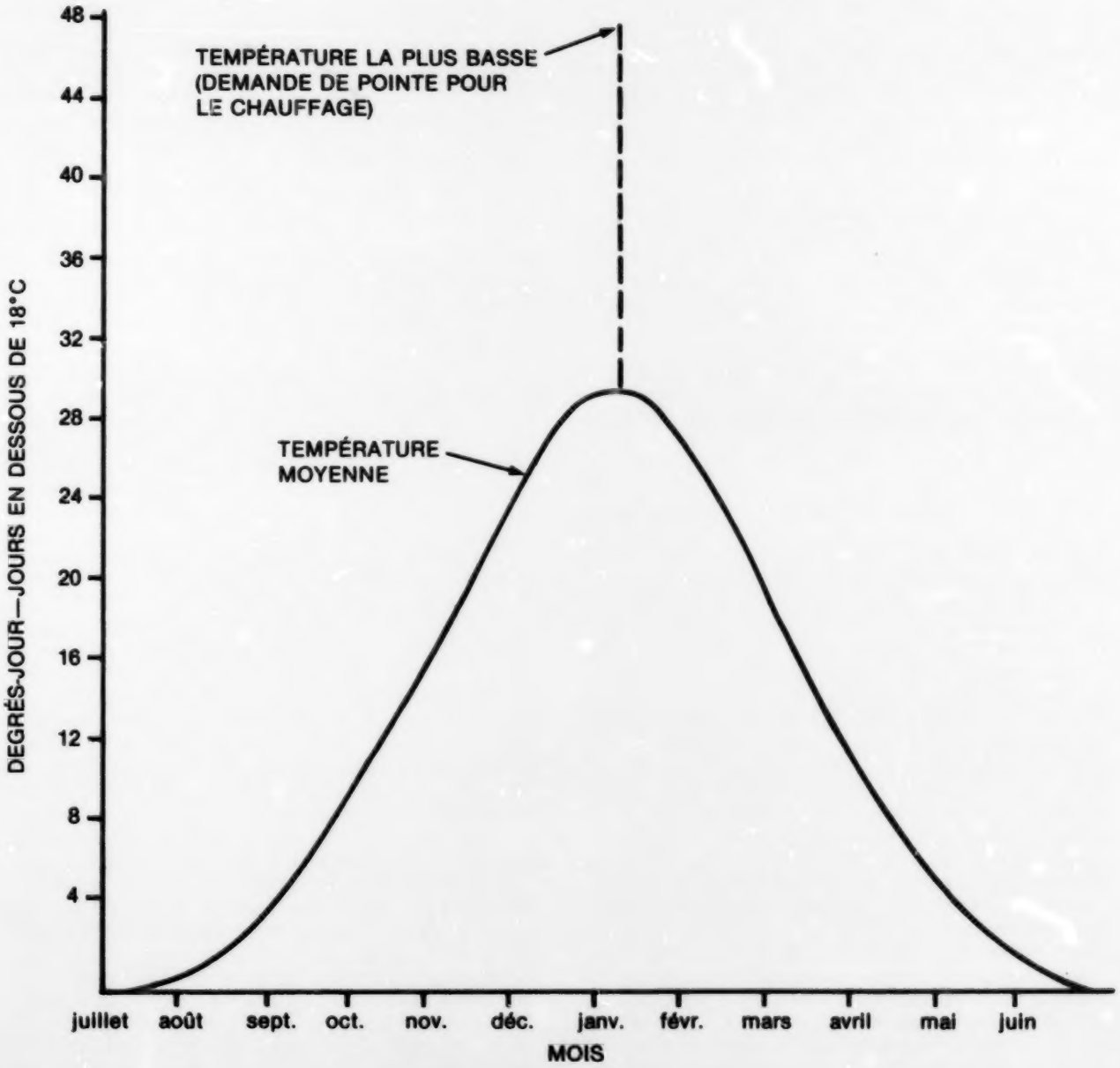
Jusqu'à maintenant, la diversité de la charge a permis aux services d'électricité d'équilibrer jusqu'à un certain point cette demande irrégulière de chauffage. Lorsque l'électricité ne sert qu'à une petite portion du chauffage total, la diversité de la charge peut équilibrer les variations de charge diurnes imposées au service. Par exemple, même si les besoins en électricité pour le chauffage sont plus grands la nuit parce qu'il fait généralement plus froid, la demande pour les autres utilisations diminue. La diversité de la charge égalise le diagramme de la charge diurne. En fait, la plupart des entreprises de services d'électricité du Canada présentent maintenant une charge égale en janvier. Il faut noter cependant que la charge est égale, mais que le niveau d'utilisation est élevé; donc si le chauffage tout à l'électricité prenait de l'ampleur à l'avenir, il serait difficile de diversifier la charge pour équilibrer la pointe de consommation résultant du chauffage.

Parce que les services d'électricité du Canada fonctionnent déjà à une haute capacité en hiver, une forte demande supplémentaire ajouterait de nouvelles périodes de pointe à une consommation déjà élevée qui entraînerait une synchronisation de la charge, et non une diversification de la charge seulement. Par conséquent, les services d'électricité devraient acheter beaucoup plus d'équipement uniquement pour répondre à la pointe de consommation pendant le mois de janvier, sans avoir d'autre débouchés pendant le reste de l'année. Le facteur annuel d'utilisation de la puissance de l'ensemble du système électrique diminuerait rapidement, ce qui se traduirait directement par des coûts de production plus élevés qu'il faudrait ensuite transmettre aux consommateurs.

Même en tenant compte des possibilités de diversification de la charge, Ontario Hydro estime qu'une maison de grandeur moyenne dans le sud de l'Ontario, chauffée uniquement à l'électricité, exige plus de 9 kilowatts d'électricité au point d'utilisation pour les seules fins du chauffage, pendant les périodes de pointe (la période la plus froide). Cela représente la charge diversifiée du chauffage (c'est-à-dire *après* avoir tenu compte des autres demandes d'électricité qui peuvent améliorer le facteur de charge dû au chauffage à l'intérieur de la maison); c'est donc trois fois plus que la charge diversifiée actuelle (3 kilowatts) d'une maison non chauffée à l'électricité. Il faut aussi tenir compte du fait que les maisons chauffées à l'électricité sont généralement neuves et mieux isolées que la moyenne des maisons. En outre, le climat du sud de l'Ontario est relativement doux, selon les normes canadiennes. Dans les régions plus froides, la demande imposée au réseau électrique serait plus forte. Un appel de puissance d'environ 9 kilowatts ne représenterait peut-être pas la demande totale du système électrique. Les services d'électricité doivent être en mesure de perdre jusqu'à 10 p. 100 de leur puissance au cours du transport et de la distribution, tout

FIGURE 4

COURBE REPRÉSENTATIVE DES DEGRÉS-JOURS POUR LE CANADA



en gardant une marge de réserve supplémentaire de production de 20 p. 100 en cas d'une panne de l'équipement ou de toute autre interruption imprévue. Bien que les variations climatiques régionales peuvent suffire pour réduire de 20 p. 100 la moyenne diversifiée de la demande, d'importants fronts froids stationnaires s'étendent souvent au-delà de la région dont les besoins sont assurés par les services d'électricité, ce qui limite la possibilité d'utiliser les variations climatiques pour réduire la demande en période de pointe.

Compte tenu de tous ces facteurs, lorsqu'une centrale fonctionne à pleine capacité, les services d'électricité doivent normalement allouer au moins 10 kilowatts d'électricité, à la centrale, pour chaque maison chauffée tout à l'électricité[6]. Par contre, sans chauffage à l'électricité, la moyenne de la consommation résidentielle diversifiée (qui permet de répartir la puissance de la centrale) n'est que de 3 kilowatts ou moins, seulement quatre fois moins.

e) Le facteur d'utilisation de la charge et la diversification de la capacité

Les services d'électricité doivent fournir des quantités adéquates pour répondre à la demande en tout temps, y compris les périodes de pointe, même si celles-ci sont brèves et peu fréquentes. À cet effet, il faut diversifier la production à partir de calculs fondés sur la "courbe de consommation" qui correspond à la proportion de la charge totale qui est maintenue à n'importe quel moment au cours de l'année.

Comme les termes l'indiquent, la puissance de production de la "charge de base" est celle qui fonctionne presque continuellement. Environ 55 p. 100 de toutes les centrales de production d'électricité au Canada peuvent être caractérisées comme des centrales de charge de base. Les centrales intermédiaires (environ 35 p. 100 de toute la puissance, et généralement alimentées au charbon) fonctionnent une partie du temps, et les centrales d'appoint (environ 10 p. 100 de la puissance, généralement alimentées au mazout ou au gaz) ne fonctionnent que rarement. La distribution de la charge (entre la charge de base, la charge intermédiaire et la charge de pointe) détermine les divers types d'équipement dont le service a besoin. Les coûts ne sont pas les mêmes pour toutes les capacités de production. Ainsi, si la demande élevée est constante, l'équipement le plus efficace quant au coût, à long terme, sera celui qui présente des coûts d'immobilisation élevés et de faibles coûts d'exploitation et de combustible. Ce type d'équipement est idéal en ce qui concerne la charge de base. Par contre, l'équipement relatif à la charge intermédiaire et à la charge de pointe peut présenter un coût plus élevé par unité de puissance fournie; cependant, comme les coûts d'immobilisation d'un tel équipement sont plus bas, les services d'électricité en viendront à la conclusion que cet équipement est plus rentable s'il est peu utilisé. En d'autres termes, il n'est pas économique de laisser une grande centrale hydraulique ou un réacteur en inactivité parce qu'ils exigent de gros investissements de capitaux et que le combustible nécessaire pour les faire fonctionner est comparativement peu coûteux; ce n'est pas le cas cependant des chaudières à charbon ou des turbines à gaz qui exigent moins de capitaux (production intermédiaire ou production de pointe). La combinaison choisie par les services d'électricité dépend des caractéristiques de la consommation. Ce choix a ensuite une influence sur le coût de l'électricité. À long terme, l'équipement nécessaire à la charge de base donne l'électricité la moins chère, pourvu, naturellement, que le marché soit important et stable. Il est crucial que la production corresponde à la consommation.

f) Les diverses méthodes de production de l'électricité et leurs coûts

La figure 5 illustre comment les divers facteurs d'utilisation de la charge et de la puissance influencent les coûts de l'électricité lorsqu'une décision doit être prise concernant l'acquisition d'équipement. Dans un cas, il s'agit d'un système entièrement destiné à la charge de base; on suppose que le système est très efficace et que le facteur d'utilisation de la puissance est 75 p. 100. Dans l'autre cas, il s'agit d'un système qui correspond davantage aux facteurs de charge courants : en fait, on suppose que le système ne fonctionne qu'à une efficacité moyenne (selon les normes courantes) soit le facteur d'utilisation de la puissance de 46 p. 100 que les services électriques du Canada ont atteint au cours de la période de douze mois allant de juillet 1979 à juin 1980. Ces chiffres représentent deux systèmes hypothétiques entrant en service, en 1982, aux coûts courants.

Le système A, à haute efficacité, utilise l'équipement qui, à long terme, est le plus économique; il s'agit des grands aménagements hydro-électriques dotés de réserves annuelles d'eau ou les réacteurs nucléaires (CANDU). Les frais fixes d'immobilisation constituent le principal article de dépense de ce système. La production d'un kilowatt exige un investissement de 1 200 $, et il faut un investissement supplémentaire de 1 000 $ pour l'équipement de transport et de distribution[7]. Ces frais d'immobilisation ont été calculés sur une base annuelle en utilisant un facteur d'utilisation réelle du capital de 10 p. 100. Le facteur d'utilisation réelle du capital représente plus que le taux d'intérêt réel parce qu'il comprend l'amortissement du capital. Pour des immobilisations amorties sur une période de vingt ans, caractéristiques des investissements des services d'électricité, cela correspondrait à un taux d'intérêt réel de 8 p. 100. Ce chiffre est plus élevé que celui qu'utilisent les services d'électricité qui ont ordinairement recours à un taux d'intérêt réel actualisé de 6 p. 100. Toutefois, le chiffre de 10. p. 100 de l'utilisation réelle du capital a été utilisé à plusieurs occasions pour les études coûts-avantages du gouvernement fédéral afin d'établir un coût annuel réel des immobilisations[8]. De

FIGURE 5

COMPARAISON REPRÉSENTATIVE DE STRUCTURE DES COÛTS PAR KILOWATT-HEURE (MOYENNE EXISTANTE)

Système A **Centrale (à haute efficacité) avec un facteur d'utilisation de la puissance de 70 %**	**Système B** **Illustration d'un système courant (1979) utilisant des équipements divers avec un facteur d'utilisation de la puissance de 46 %**
I. COÛTS D'IMMOBILISATION DE LA CENTRALE PAR KILOWATT	I. COÛTS D'IMMOBILISATION DE LA CENTRALE PAR KILOWATT PONDÉRÉ
1 200 $ (nucléaire ou hydro-électrique)	55 % 660 $ — ÉLÉMENT PREMIER DE LA CHARGE (nucléaire ou hydro) 35 % 165 $ — ÉLÉMENT INTERMÉDIAIRE (charbon, hydro) 10 % 30 $ — ÉLÉMENT D'APPOINT (turbines) 855 $ — TOTAL
II. COÛTS D'IMMOBILISATION POUR LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION	II. COÛTS D'IMMOBILISATION TRANSPORT ET DISTRIBUTION
1 000 $	1 000 $
COÛTS TOTAUX D'IMMOBILISATION: 2 200 $	COÛTS TOTAUX D'IMMOBILISATION: 1 855 $
III. a) ESTIMATION DES COÛTS RÉELS D'UTILISATION DU CAPITAL, PAR ANNÉE (10 %)	III. a) ESTIMATION DES COÛTS RÉELS D'UTILISATION DU CAPITAL, PAR ANNÉE (10 %)
220 $	185 $
Avec un facteur d'utilisation de la puissance de 70 %, le coût est amorti par 6 132 kWh = 3, 59 c. le kWh	Avec un facteur d'utilisation de la puissance de 46 %, le coût est amorti par 4 030 kWh = 4,59 c. le kWh
b) COMBUSTIBLE-COÛTS DE FONCTIONNEMENT	b) COMBUSTIBLE-COÛTS DE FONCTIONNEMENT (kWh pondéré)
Uranium à 100 $ le kg 0,8 % combustion 30 % d'efficacité = 0,19 c. le kWh	Uranium (55 %) = 0,1 c. le kWh Charbon à 30 $ la tonne (35 %) = 0,47 c. le kWh
c) Entretien à 10 % des coûts d'immobilisation = 0,35 c. le kWh	c) Turbines (mazout à 30 $ le baril (10 %) = 0,58 c. le kWh
IV. TOTAL GÉNÉRAL DES COÛTS = 4,13 c. le kWh	IV. TOTAL GÉNÉRAL DES COÛTS = 5,74 c. le kWh

plus, certaines pièces d'équipement (par exemple, les installations de transport et de distribution) peuvent durer moins longtemps que les centrales de production et doivent par conséquent être amorties sur une période plus courte (par exemple, quinze ans), ce qui suppose un taux d'intérêt réel d'environ 6 p. 100. Ces chiffres doivent donc être considérés comme un calcul raisonnable, sinon définitif, du prix de revient[9]. Donc, le coût annuel des investissements de 2 200 $ par kilowatt serait de 220 $. Toutefois, comme il s'agit d'un système très efficace fonctionnant à une capacité de 70 p. 100, tel que le montre la figure 5, une capacité de production de un kilowatt de la centrale, du système de transport et de distribution donnerait 6 132 kWh par année à un coût moyen de 3,59 c. le kWh. Les coûts du combustible, du fonctionnement et de l'entretien représentent une proportion relativement minime du coût total de 4,13 c. le kWh.

Chaque service d'électricité au Canada utilise un système de comptabilité légèrement différent pour imputer les frais, et il serait aussi possible d'utiliser un autre facteur pour les frais fixes d'immobilisation afin d'évaluer les frais réels. Néanmoins, la moyenne de 4,13 c. le kWh constitue une estimation raisonnable du coût d'une centrale fournissant une charge de base en 1982.

Par contre, le système B, fonctionnant à une capacité de 46 p.100, présente des coûts unitaires beaucoup plus élevés. Le type de centrale diffère de celui du système A. Il se compose de trois éléments, un élément de charge de base, un élément intermédiaire et un élément d'appoint. L'élément de charge de base est représenté par la même centrale économique du système A. Cependant, elle ne fournit que 55 p. 100 de la production, soit 55 p. 100 du kilowatt pondéré de la capacité de production prévue pour ce système. La centrale intermédiaire (35 p. 100) et la centrale d'appoint (10 p. 100) représentent des coûts pondérés d'immobilisation beaucoup plus bas. Parce que la centrale intermédiaire est plus simple du point de vue technique, l'investissement nécessaire pour fournir un kilowatt dans cette centrale alimentée au charbon est inférieur à celui d'une centrale nucléaire ou hydro-électrique; on l'estime à 500 $ le kW, et s'il faut 35 p. 100 de cette source d'énergie, il en coûte seulement 165 $ d'investissement pour fournir ce kilowatt hypothétique. Une centrale d'appoint exige encore moins de capitaux; pour 10 p. 100 du total pondéré, il faut allouer seulement 30 $ en investissement permanent.

Les coûts d'immobilisation du système B sont moins élevés. En comptant le capital investi pour le transport et la distribution (identique au système A), le coût total d'immobilisation du capital est évalué à 1 855 $ le kilowatt et en utilisant un facteur constant de 10 p. 100 d'utilisation réelle du capital, les frais fixes annuels seraient de 185 $.

Cependant, ce système est beaucoup moins efficace; le facteur d'utilisation de la puissance n'est que de 46 p. 100, et ainsi, tous les coûts doivent être amortis par une production totale beaucoup moins élevée que celle du système A, seulement 4 030 kWh par année, ou 4,50 c. le kWh. Bien que le coût d'immobilisation du système à plusieurs éléments soit moins élevé que celui du système identique de charge de base, cela ne suffit pas à compenser son manque d'efficacité.

En outre, le combustible et les frais d'entretien sont plus élevés. Donc, bien que cette centrale soit moins chère du point de vue de l'investissement, les dépenses de fonctionnement par kWh de production sont supérieures à celles d'une centrale hydro-électrique ou nucléaire. La puissance fournie par l'ensemble du système B revient à environ 5,74 c. le kWh.

Ces chiffres représentent les coûts de production des centrales entrant en service en 1982. En pratique, les coûts de l'électricité en 1982 étaient inférieurs à ces exemples, parce que les services d'électricité additionnent tous leurs coûts pour obtenir une moyenne. Les centrales nouvellement entrées en service sont vraisemblablement plus chères à cause de l'inflation. Néanmoins, ces chiffres, que l'on peut considérer comme étant une évaluation appropriée du coût de remplacement, sont une indication des facteurs et des tendances dont les services d'électricité doivent tenir compte en évaluant leurs besoins de capitaux pour la rénovation et l'expansion à la lumière des charges prévues.

En supposant que le facteur d'utilisation de la puissance du système A à haute efficacité soit de 70 p. 100 il faudrait, pour atteindre ce niveau, que les caractéristiques de la charge placée sur cette centrale soient très uniformes. Les services d'électricité doivent disposer d'une réserve de puissance pour parer à toute éventualité de panne d'équipement. Puisque cette centrale restera vraisemblablement inactive la plupart du temps, pour obtenir un facteur d'utilisation de la puissance de 70 p. 100, il faut que le facteur d'utilisation de la charge soit plus élevé, probablement de 80 à 85 p. 100. Par contre, avec un facteur d'utilisation de la puissance de 46 p. 100, caractéristique de la moyenne canadienne actuelle, il faudrait que le facteur d'utilisation de la charge soit d'environ 65 p. 100. Cependant, une grande partie de l'équipement, et non seulement l'équipement affecté à la réserve, restera inévitablement inactif pendant une grande partie du temps.

Les services électriques ont donc intérêt, du point de vue du coût, à améliorer le facteur d'utilisation de la puissance au moyen d'une demande stable et continue. Les systèmes de chauffage tout à l'électricité ne permettent pas de maintenir ce type de demande.

g) Les caractéristiques des systèmes hydrauliques

Bien qu'ils soient flexibles, les systèmes hydrauliques sont de moins en moins utilisés pour répondre à la demande de pointe. Toutes les principales additions

aux capacités de production sont conçues en fonction de la charge minimale, c'est-à-dire qu'elles peuvent maintenir leur puissance nominale de façon continue. Il en est ainsi à cause du coût et des contraintes du transport résultant de la pénurie des sites possibles de production d'énergie hydraulique et de leur éloignement.

En général, l'hydro-électricité la moins chère est celle qui est produite par les grands cours d'eau. C'est pourquoi les barrages sont d'abord construits sur les grands cours d'eau situés relativement près des centres de consommation d'électricité. La mise en valeur des cours d'eau moins importants et plus éloignés est plus chère et, par conséquent, ces cours d'eau sont aménagés plus tard. Les grands cours d'eau présentent des avantages du point de vue technique, parce que le débit est assuré malgré les sécheresses et d'autres phénomènes naturels. En somme, les ressources hydrauliques canadiennes permettent de réaliser des économies d'échelle et de produire continuellement de grandes quantités d'électricité. Il y a naturellement de nombreux sites hydrauliques moins importants dont l'utilisation est limitée (pour les centrales intermédiaires ou d'appoint), mais leur part de la capacité de production d'énergie hydraulique au Canada est relativement peu importante.

Le fait que les grands sites hydrauliques non encore aménagés soient éloignés des centres de consommation ne les rend pas nécessairement inutiles, mais leur aménagement est subordonné aux contraintes du transport. Dans le cas de longues distances, l'énergie doit être transportée à de hautes tensions (plus de 400 kilovolts) et la tension doit être constante. Les sites hydrauliques éloignés conviennent donc principalement à une charge minimale. Le projet de la baie James d'Hydro-Québec en est un excellent exemple. Les limites économiques et techniques en font une centrale de charge minimale. Une telle centrale devient rentable lorsque le facteur d'utilisation de la puissance atteint 68 p. 100 et elle peut fonctionner à près de 100 p. 100. La première des quatre principales génératrices fournit actuellement une puissance d'environ deux millions de kilowatts. La deuxième génératrice, qui entrera bientôt en service, fournira plus de cinq millions de kilowatts. Lorsque les installations seront complètement aménagées, elles fourniront environ dix millions de kilowatts, et l'énergie sera transportée à une tension de 750 kV sur plusieurs centaines de milles jusqu'aux principaux centres d'habitation du Québec. Et ce n'est que le début de l'aménagement hydraulique du bassin de l'est de la baie James. Les possibilités sont encore très grandes. La puissance des chutes Churchill est également énorme, mais il y a des contraintes. Ces grands sites hydrauliques, lorsqu'ils sont aménagés, constituent des réalisations techniques remarquables. Cependant, ils ne sont économiques que si la demande correspond à leur puissance.

En somme, il n'existe aucun doute qu'à l'avenir, pour des raisons économiques, les aménagements hydro-électriques devront être adaptés aux besoins des marchés à charge minimale. Le chauffage tout à l'électricité ne correspond pas à ce type de marché parce que la demande est saisonnière et que le facteur d'utilisation de la charge est peu élevé.

h) Les possibilités limitées des autres facteurs d'équilibre

On peut prétendre que les services d'électricité au Canada pourraient équilibrer l'énorme potentiel du marché d'hiver en augmentant les ventes au cours de l'été et, ainsi, améliorer le facteur annuel d'utilisation de la charge. Par suite de la climatisation de l'air, la consommation atteint souvent son maximum pendant l'été aux États-Unis. Cependant, cela ne tient pas compte du fait que les divers services d'électricité des États-Unis, dans les limites pratiques du transport de l'électricité, ont une charge maximale en hiver (la Nouvelle-Angleterre, les plaines du nord des États-Unis) et, par conséquent, ils disposent de la puissance nécessaire à la climatisation de l'air en été, ou encore la consommation maximale n'est pas beaucoup plus élevée en été qu'en hiver (New-York, les États du Centre-Ouest). La climatisation pourrait être plus répandue au Canada, mais, pour refroidir l'air d'une maison à 10° au-dessous de la température extérieure, il faut 8 à 14 fois moins d'énergie que pour le chauffer à 50° au-dessus de la température extérieure. Les services d'électricité pourraient aussi améliorer leur interdépendance, de sorte que le service faisant face au temps le plus froid puisse obtenir de l'électricité supplémentaire de ses voisins, mais les grands fronts froids stationnaires s'étendent habituellement au-delà des distances raisonnables de transport d'électricité.

Dans une étude antérieure[10], on a examiné les possibilités d'améliorer la piètre utilisation de la charge résultant des systèmes de chauffage actuels à l'électricité et l'on a proposé de vendre l'électricité hors pointe à de nouveaux marchés et d'augmenter le marché traditionnel (chauffage de l'eau et accumulation de chaleur), mais aucune de ces possibilités n'a été jugée satisfaisante.

i) Les problèmes entraînés par une pointe de consommation: Hydro-Québec et Ontario Hydro

La demande la plus élevée enregistrée par Hydro-Québec est survenue le 4 janvier 1981. Environ 13 600 mégawatts de la puissance installée de 20 500 mégawatts ont dû être fournis. La séquence des événements est très significative.

Le 2 janvier avait été extrêmement froid dans toute la province. Cependant, la demande n'a pas augmenté immédiatement dans le réseau parce que l'inertie thermique des bâtiments est considérable. Cependant, la vague de froid a persisté plus de trois jours et, le 4 janvier, Hydro-Québec atteint une pointe dans la

demande dépassant de 8,08 p. 100 celle de l'année précédente. Cette situation n'est pas inhabituelle en janvier, mais cette pointe était sans précédent, parce que le 4 janvier 1981 était un dimanche : une pointe n'était jamais survenue pendant une fin de semaine. Ce fait indique donc qu'elle était due au chauffage.

Pour Ontario Hydro, la pointe la plus élevée est survenue le 11 janvier 1982, lorsque 1 600 mégawatts des 25 000 mégawatts de puissance installée ont été utilisés. Cette pointe était 6,3 p. 100 plus élevée que celle de l'année précédente et supérieure à la charge prévue pour décembre 1983. Le 11 janvier était un lundi, ce qui n'est pas le jour habituel de pointe. Celle-ci survient d'ordinaire au milieu ou vers la fin de la semaine de travail lorsque l'industrie produit à pleine capacité. Une explication possible de la pointe du 11 janvier vient du fait que Ontario Hydro est dans un stade intermédiaire, le chauffage des locaux en lui-même ne cause pas la pointe, mais il en est le principal facteur. Le fait que la pointe est survenue un lundi indique au moins qu'une grande partie de la charge de Ontario Hydro est sensible aux variations des températures.

Il vaut la peine de comparer la croissance rapide de la demande en électricité confrontant Hydro-Québec et Ontario Hydro avec la croissance de l'utilisation de l'énergie dans son ensemble, laquelle était de 3,5 p. 100 par année au cours de la période 1975-1979. La demande de pointe (distincte de la demande totale) s'est accrue presque deux fois plus vite que l'utilisation d'énergie électrique et deux fois plus vite que l'utilisation d'énergie en général.

La période du jour à laquelle survient la pointe dans la demande indique que le chauffage constitue une charge importante pour les services d'électricité. Sans le chauffage, la charge maximale diurne survient habituellement entre 16 et 19 h. La pointe attribuable au chauffage survient d'ordinaire plus tôt, cependant, soit entre 7 h et 10 h (à 45° de latitude), puisque le froid est souvent plus intense une heure ou deux après le lever du soleil. Un déplacement de la pointe quotidienne du soir vers le matin est, par conséquent, un signe fiable de la concentration de la demande pour le chauffage. Dans ce contexte, il faut noter que la pointe des services d'électricité à Toronto survient maintenant le matin.

La baisse du niveau des températures des thermostats le soir et leur hausse le matin est tout à fait raisonnable du point de vue de l'énergie. Cependant, lorsqu'il s'agit de chauffage à l'électricité, cette situation cause de graves problèmes aux services publics. Les systèmes de chauffage à l'électricité entraînent une synchronisation de la charge et exacerbent les pointes dues au chauffage le matin.

En outre, les pointes d'émission pour le chauffage des locaux sont imprévisibles et incontrôlables. La prévision météorologique est encore une science inexacte et les services d'électricité ne peuvent prévoir d'une journée à l'autre le lieu et l'heure de la pointe dans la demande. Il en résulte de graves complications dans la production de l'électricité. La centrale qui peut réagir rapidement et entrer en service dans un court délai, soit la centrale d'appoint, prend donc de l'importance. C'est la centrale dont le perfectionnement est le plus cher et elle est habituellement alimentée au mazout ou au gaz.

j) Les problèmes liés aux marchés de chauffage de locaux

Le fait que les services d'électricité doivent consacrer cinq fois plus de puissance installée pour une maison chauffée à l'électricité que pour une maison chauffée par tout autre mode de chauffage donne une idée de l'ampleur du marché du chauffage des locaux. La figure 1, que nous avons déjà mentionnée, révèle qu'on utilise au Canada plus de mazout et de gaz pour le chauffage des locaux que d'électricité pour tous les autres usages. Environ 1,75 million de térajoules de mazout et de gaz est utilisé à des fins de chauffage. Par contre, seulement 1,06 million de térajoules d'électricité est utilisé pour tous les usages, et environ 10 p. 100 de cette énergie sert au chauffage. À l'heure actuelle, le chauffage au mazout absorbe la même quantité d'énergie que les usages de l'électricité autres que le chauffage. Le fait que le chauffage constitue un marché énergétique aussi important crée des possibilités importantes d'une utilisation plus efficace, aussi bien que moins efficace du système électrique. Si l'on utilise les techniques traditionnelles de chauffage tout à l'électricité, l'efficacité du système en sera réduite parce que les possibilités d'équilibrer le facteur d'utilisation de la charge en la diversifiant deviendront de plus en plus limitées, et le facteur réel d'utilisation de la charge diminuera dans son ensemble.

Si le mazout devait être remplacé dans une grande proportion par le chauffage *tout* à l'électricité, l'immensité du marché surchargerait le réseau électrique. Le faible facteur d'utilisation de la charge, qui est la caractéristique du chauffage des locaux, se répercuterait sur l'ensemble du service d'électricité, et la demande saisonnière pour le chauffage entraînerait une grave détérioration de l'éfficacité totale d'utilisation des centrales électriques du Canada.

NOTES DU CHAPITRE DEUX

1. Il y a trois grandes familles de produits pétroliers. L'essence est caractéristique de la "fraction légère" qui donne les produits de première qualité; leur rapport hydrogène-carbone est le plus élevé. Les "distillats moyens" sont des produits intermédiaires représentés, par exemple, par le carburant diesel et le kérosène. Finalement, les "produits résiduels" sont ceux dont le rapport hydrogène-carbone est le moins élevé.

2. Office national de l'énergie, *L'énergie au Canada : offre demande, 1980-2000*, Ottawa, juin 1981, p. 7

3. À l'intention des lecteurs, nous donnons ici la définition de certains termes techniques relatifs à l'équipement et aux opérations d'un service d'électricité. Les définitions les plus importantes sont aussi comprises dans le corps du texte ou dans les notes en bas de page.

   a) *Puissance installée :* La somme totale de la puissance nominale de l'équipement de production. Depuis 1950, la puissance installée s'est élevée en moyenne à 8 p. 100 par année (mais la production réelle n'a augmenté que de 7 p. 100, ce qui indique que le facteur de puissance diminue).

   b) *Charge :* La demande en kilowatts à un temps donné. Ce nombre varie d'heure en heure et de jour en jour, au cours d'une année. Typiquement, la demande la plus élevée, 80 p. 100 de la puissance installée, survient à 17 h 30 le jour ouvrable le plus froid de l'hiver et la demande la plus basse, environ 20 p. 100 de la puissance installée, survient à 4 h le jour de la Fête du travail.

   c) *Charge maximum :* La charge la plus élevée demandée pendant une période de temps. La charge maximum annuelle au Canada est d'environ 80 p. 100 de la puissance installée.

   d) *Charge minimale :* Cette partie de la charge qui est en demande continue au cours d'une année, habituellement de 30 à 40 p. 100 de la puissance installée.

   e) *Pointe de charge :* La partie de la charge qui n'est en demande que quelques jours ou quelques semaines pendant l'année.

   f) *Charge intermédiaire :* La partie de la charge qui n'est ni la charge minimale ni la pointe de charge.

   g) *Réserve :* La différence entre la puissance installée et la charge maximum, c.-à-d. la puissance inutilisée. C'est la marge de sécurité (10 p. 100 de la charge maximum) qui peut être utilisée à brève échéance, et la puissance de réserve qui est en réparation ou qui n'est pas disponible pour une raison quelconque (de 10 à 15 p. 100 de la charge maximum), qui n'est pas disponible à brève échéance. La *disponibilité* de la centrale est la puissance installée moins cette dernière réserve.

   h) *Facteur d'utilisation :* C'est le rapport de l'utilisation moyenne à la charge maximum pendant une période de temps. Le facteur d'utilisation est la mesure de l'uniformité de la demande d'électricité. Plus le facteur d'utilisation est élevé, plus il est uniforme. Le facteur d'utilisation annuel au Canada (y compris les exportations d'électricité aux États-Unis) atteint maintenant environ 65 p. 100. En 1952-1953, il surpassait 75 p. 100.

   i) *Courbe de durée de la charge :* Une courbe qui illustre le total de la puissance de fonctionnement comparativement au pourcentage du temps total.

4. Source : Statistique Canada, *Enquête sur les appareils ménagers dans les résidences*, Ottawa.

5. Facteur d'utilisation de la charge :

$$\frac{\text{charge moyenne}}{\text{charge de pointe}} \times 100.$$

Il s'agit d'un indice de la charge de pointe. Par contre, le *facteur d'utilisation de la puissance* est un indice de l'utilisation de la puissance :

$$\frac{\text{puissance fournie}}{\text{puissance théorique}} \times 100.$$

Le facteur d'utilisation de la charge est toujours plus élevé en pratique que le facteur d'utilisation de la puissance. C'est essentiellement parce que les services d'électricité ont une réserve d'équipement qui ne fonctionne qu'en cas de panne ou d'interruptions imprévues. Naturellement, si tout fonctionne bien, l'équipement restera inactif. Bien que cet élément de réserve n'ait aucune influence sur les caractéristiques de la charge de la demande, il est cependant inclus dans les calculs d'utilisation de la puissance. Puisque cet équipement est destiné à rester inactif et qu'il le reste habituellement, il fournit peu de puissance et, du point de vue statistique, il réduit le facteur d'utilisation de la puissance. En outre, les services d'électricité peuvent disposer d'un surplus de puissance bien au-delà de ce qui est nécessaire (la plupart des services au Canada se trouvent dans cette situation). Cela diminue davantage le facteur d'utilisation de la puissance relativement au facteur d'utilisation de la charge.

6. Bien que les services d'électricité doivent allouer 10 kW par bâtiment, pour le chauffage au cours des périodes de pointe, la puissance du système de chauffage à l'électricité dans le même bâtiment devrait être beaucoup plus grande, soit 20 ou 25 kW. Cela est nécessaire pour faire en sorte qu'il y ait toujours assez de puissance pour chauffer la maison dans toutes les circonstances, par exemple, si les gens entrent ou sortent, si on ouvre les portes ou les fenêtres, etc., ce qui entraîne des pertes de chaleur exceptionnellement élevées. Les services d'électricité supposent que ces activités ne surviendront pas en même temps dans toutes les maisons et réduisent ainsi la charge moyenne (c'est-à-dire, la diversification de la charge) et, en pratique, cette hypothèse semble raisonnable. Cependant, 10 kW ne suffiraient pas toujours pour maintenir la chaleur dans un bâtiment.

7. Source : Ontario Hydro et Hydro-Québec.

8. Au cours de leurs recherches pour le projet du MEST, Ontario Hydro a utilisé un taux d'intérêt réel de 4,5 p. 100 et Hydro-Québec de 6 p. 100. Cependant, ce taux d'intérêt réel ne tient pas compte de tous les éléments inclus ici. Des détails supplémentaires figurent dans le renvoi n° 9.

9. Un service d'électricité utiliserait un système de comptabilité beaucoup plus complexe. Le problème essentiel d'un service d'électricité est d'établir un barème des prix qui soit juste et raisonnable à une époque d'inflation générale en modifiant les taux d'une façon progressive. Normalement, un service élabore un modèle comptable en vue d'arriver à un coût du capital annualisé par kW. On établiera un modèle à partir d'un chiffre très bas, disons par exemple que le coût de production en capital réel est de 1 000 $, alors le coût annualisé pourrait bien être de seulement 50 $ (5 p. 100).

   Comparativement à d'autres emprunteurs, les taux d'emprunt accordés aux services d'électricité sont très intéressants, mais il leur serait quand même difficile d'emprunter à moins de 5 p. 100. Les services d'électricité peuvent aussi ajuster leurs tarifs au taux de l'inflation. Les 50 $ peuvent augmenter à un certain taux pendant toute la durée utile de l'équipement. Par exemple, si le taux d'inflation était de 10 p. 100 annuellement, alors les tarifs doubleraient tous les sept ans; si la durée de l'équipement était de 30 ans, le revenu d'un kW serait 8 fois plus élevé dans 30 ans qu'il ne l'est à l'heure actuelle, c.-à-d. 400 $ ou 40 p. 100 de sa valeur initiale. Naturellement, c'est beaucoup plus qu'il n'en coûterait réellement au service, mais conjointement avec le chiffre de base qui est peu élevé, on obtient un revenu global qui amortit le coût de l'équipement au taux d'intérêt réel que le service doit payer.

   Si l'on alloue 10 p. 100 à l'utilisation du capital, on arrive à peu près au milieu de cette séquence et, de ce fait, on approche du coût réel que le service devra finalement payer pour ses investissements.

10. Clayton, R.H. et d'autres auteurs, *Canadian Energy: The Next Twenty Years and Beyond*, Institut de recherches politiques, Montréal, 1980, p. 214-223.

CHAPITRE TROIS : LE POTENTIEL DU SYSTÈME HYBRIDE ÉLECTRIQUE

a) Description du système hybride (bi-énergie)

Même si les systèmes de chauffage au gaz naturel et à l'électricité contribuent tous deux à réduire la consommation de mazout, ni l'un ni l'autre n'améliore l'efficacité de l'ensemble du système énergétique du Canada. Il existe toutefois une approche d'un autre type permettant de réduire la dépendance du Canada à l'égard du pétrole et d'accroître en même temps l'efficacité globale du système énergétique du pays. Plus qu'une nouvelle technologie, c'est une nouvelle technique opérationnelle qu'il faudrait adopter : l'utilisation de l'électricité pour le chauffage en dehors des périodes de pointe de demande d'électricité et l'utilisation du mazout en période de pointe de demande de l'électricité, afin de remplir les creux de la courbe de demande d'électricité pour le chauffage. Cette technique permettrait d'améliorer le facteur d'utilisation du système et rehausserait le niveau de la demande *d'utilisation de base*. Pour les besoins de la cause, nous l'appellerons le chauffage hybride[1].

Comme nous l'avons démontré, les systèmes actuels tout à l'électricité accentuent les problèmes des services d'électricité pendant les périodes de pointe et, à long terme, ils diminuent l'efficacité et, par conséquent, la rentabilité de la centrale qui assure la charge minimale. Par ailleurs, si l'on pouvait améliorer le facteur de puissance du réseau électrique, on pourrait diminuer de beaucoup le coût de production de l'électricité. Il faut y songer très sérieusement puisque le Canada possède de nombreux sites hydro-électriques et de très grande réserves uranifères et carbonifères. La technologie d'exploitation de ces ressources est très avancée. Elle comprend la filière nucléaire CANDU pour la production d'électricité et les réseaux de transmission et de distribution à long rayon d'action pour l'exploitation des grands sites hydrauliques éloignés. Le réseau d'électricité canadien est techniquement très avancé et les sources énergétiques sont virtuellement inépuisables[2].

Un système de chauffage hybride (bi-énergie) utilise à la fois l'électricité et une chaudière de complément alimentée aux hydrocarbures (mazout ou gaz), bien que la présente étude porte surtout sur le système hybride électricité-mazout dans le secteur résidentiel, dont l'usage est beaucoup plus répandu. Ce système permet d'exploiter au maximum le réseau électrique et de remplacer le mazout par l'électricité plus économique produite par les centrales à charge minimale et, au besoin, par les centrales intermédiaires.

Deux facteurs rendent possible la mise en oeuvre économique du chauffage hybride au Canada. Premièrement, environ 35 p. 100 de tous les bâtiments canadiens sont déjà équipés d'un système au mazout et pour les convertir au chauffage hybride, il suffirait d'installer un chauffe-air d'adjonction[3]. Deuxièmement, pendant toute la saison de chauffage de l'automne, de l'hiver et du printemps, en dépit de quelques périodes de pointe où la demande est très élevée, il suffit d'une faible quantité d'énergie pour conserver une température confortable dans la grande majorité des bâtiments, énergie que le réseau existant d'électricité peut facilement fournir. Ce point est illustré à la figure 6 concernant le secteur des habitations unifamiliales.

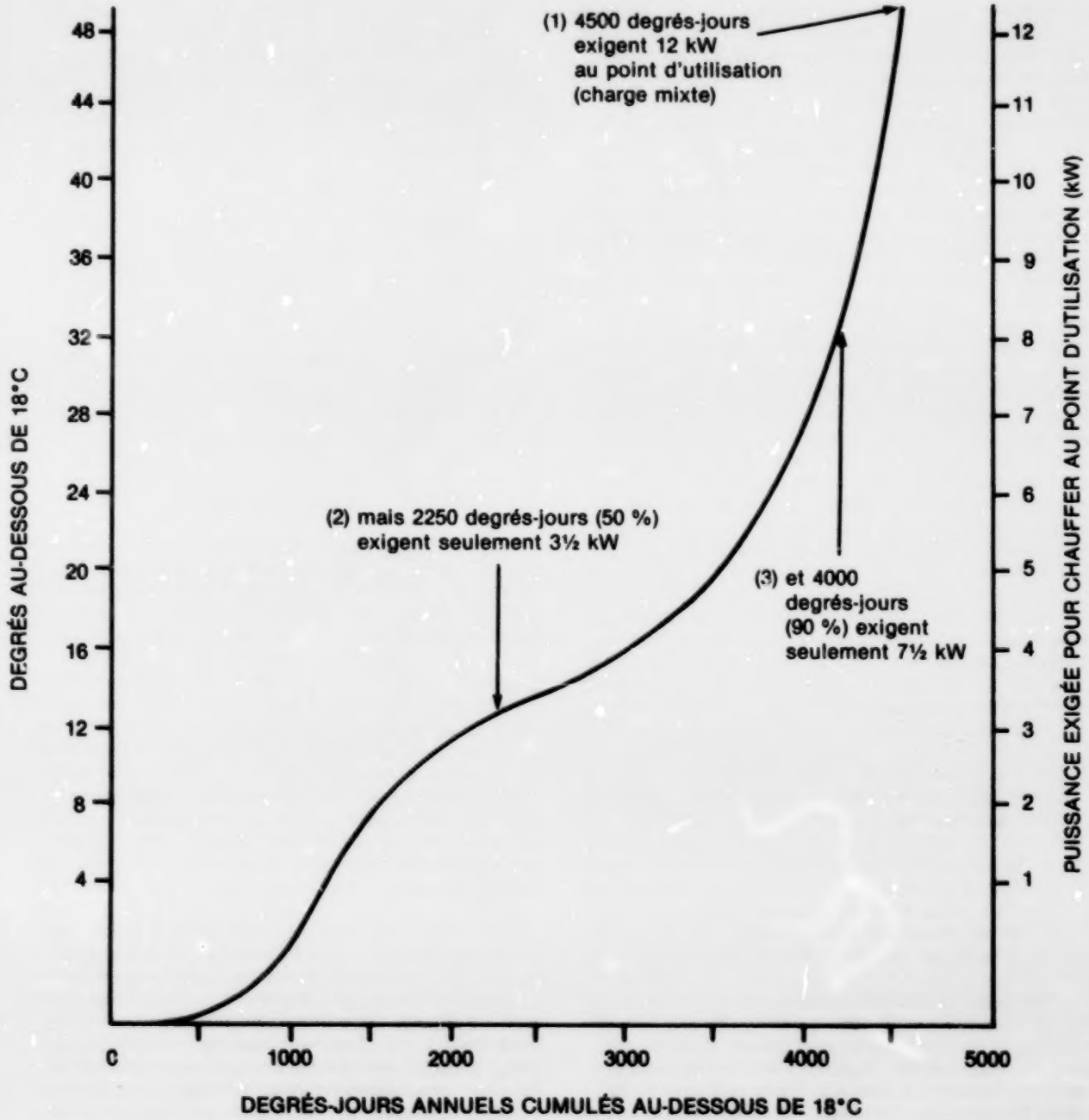
À la figure 6, on compare les degrés-jours cumulés[4] d'Ottawa à la puissance théorique nécessaire, entre septembre et juin, pour chauffer une maison de grandeur moyenne, bien isolée, de 1 200 pieds carrés. Si le réseau électrique doit assurer tout le chauffage pour les 4 500 degrés-jours Celsius typiques d'Ottawa, il lui faudra faire face, tôt ou tard, à des jours de très basse température pendant la saison de chauffage. À Ottawa où la température est plus froide que dans le sud de l'Ontario, il faudrait jusqu'à 12 kilowatts au point d'utilisation et jusqu'à 14 kilowatts à la centrale de production, en calculant les pertes en ligne et la réserve. Cependant, si le système de chauffage à l'électricité était conçu pour répondre à 80 p. 100 des besoins de chauffage seulement, il suffirait au point d'utilisation d'une puissance de 5 kW pour les 3 600 degrés-jours Celsius. Pour répondre à la moitié des besoins, soit 2 250 degrés-jours Celsius, un système électrique n'exigerait que 3½ kW. La différence entre ces deux valeurs et 12-14 kW est considérable et il semble qu'on pourrait satisfaire 80 p. 100 (50 p. 100) des demandes de chauffage avec 42 p. 100 (29 p. 100) de la puissance indispensable dans un système de chauffage tout à l'électricité si le reste, 20 p. 100 (50 p. 100), était fourni par une chaudière à combustible fossile. En fait, ce sont des améliorations cruciales. Comme nous le verrons, elles représentent la différence entre la possibilité d'utiliser le réseau électrique pour fournir beaucoup plus de chauffage et le besoin d'une expansion importante du réseau pour fournir le même supplément d'énergie à un coût beaucoup plus élevé.

Dans un système hybride, la chaudière de complément au mazout peut aussi être installée de façon à ne fonctionner qu'aux heures de la demande de pointe du réseau afin d'éviter la simultanéité avec d'autres demandes. Le facteur de puissance du réseau électrique en serait amélioré d'autant. Des essais effectués par Ontario Hydro (dans tout l'Ontario), EACL (à Deep River, Ontario) et par Hydro-Québec (dans diverses parties de la province, y compris Montréal et Bagotville) et les systèmes hybrides installés par la Minnkota Power dans 7 000 foyers du nord des États-Unis ont, en pratique, confirmé ces chiffres. Comme une très grande partie des besoins de chauffage au Canada pourrait être satisfaite à des facteurs de puissance supérieurs si le réseau électrique était déchargé d'une partie du travail, le système hybride se révèle d'une grande valeur.

Il existe deux options techniques qui rendraient pratique un tel système. Jusqu'ici, la plupart des efforts au

FIGURE 6

DEGRÉS-JOURS CUMULÉS POUR OTTAWA ET PUISSANCE REQUISE POUR CHAUFFER LA MAISON MODERNE MOYENNE



Canada se sont concentrés sur la première option que nous nommerons "Hybride I". Bien que cette technique soit très valable, la deuxième, "Hybride II", qui est utilisée par la Minnkota Power, se révèle de beaucoup supérieure à la longue.

b) Hybride I : un système de chauffage hybride à températures fixes ou fonctionnant à certaines heures du jour

Dans ce système, l'électricité fournirait le chauffage de la charge minimale, par exemple, les quatre cinquièmes de la demande annuelle, avec une charge mixte (diversifiée) de 5-8 kW au point d'utilisation pour l'habitation moyenne[5], comme il est illustré à la figure 6. L'élément électrique fonctionnerait de septembre à juin et satisferait à tous les besoins de chauffage, sauf si la température extérieure descend au-dessous du niveau de température fixé au préalable, disons −15°C, ou à une heure de la journée déterminée au préalable, par exemple, de 16 à 19 h; au-dessous de la température déterminée, ou à des heures autres que celles de la demande de pointe diurne, une source de chaleur qui peut être entreposée, comme le mazout, remplacerait l'électricité. Le système Hybride I se caractérise par le fait que la régulation de la commutation entre les deux sources de chaleur a lieu dans le bâtiment même. Le domaine initial d'application considéré est celui des habitations unifamiliales, mais on pourrait aussi y inclure de plus grands bâtiments dès que l'équipement approprié sera disponible. Des systèmes de régulation pour un tel équipement n'ont pas encore été entièrement mis au point, bien qu'ils pourraient utiliser essentiellement les mêmes circuits que les chauffe-air d'adjonction plus petits.

Avec le système Hybride I, la régulation des deux sources de chaleur peut se faire à l'aide de deux thermostats, un pour l'élément chauffant et l'autre pour la chaudière de complément. Il existe deux arrangements thermostatiques qui permettent des variantes :

(i) Un thermostat, appelé communément "thermistance", placé à l'extérieur du logement ou du bâtiment commande le fonctionnement de l'élément chauffant. Pendant la saison froide, la thermistance coupe automatiquement le chauffage électrique quand le degré de température déterminé au préalable est atteint. Le thermostat l'allumera automatiquement si la température ambiante s'abaisse parce que le chauffe-air électrique est fermé.

Le chauffe-air d'adjonction installé dans le système Hybride I est typique de ceux qui sont offerts à l'heure actuelle par diverses entreprises privées dans les secteurs du mazout et de l'électricité et c'est celui qu'utilise généralement Ontario Hydro pour la plupart de ses essais. Selon le degré de température choisi auquel la thermistance extérieure doit couper le chauffage électrique, on peut remplacer entre 50 p. 100 et 95 p. 100 du mazout.

La régulation au moyen de la température extérieure constitue, pour les services, le moyen le plus économique d'éviter les problèmes de charge liés à la température. Le désavantage évident de la thermistance est la variation entre les températures nocturne et diurne. Au Canada, à l'automne et au printemps, parfois même en hiver, la température oscille souvent autour du point de commutation. Comme les jours sont plus chauds que les nuits, la chaudière au mazout fonctionnera durant la nuit à cause de la thermistance, et à l'électricité durant le jour. Ce n'est pas ce qu'il y a de mieux pour les services d'électricité. Outre la demande résidentielle et industrielle qui est habituellement élevée pendant la journée, il y aura aussi un certain nombre de périodes de pointe. Il faut aussi trouver à quel degré il serait bon de faire fonctionner la chaudière au mazout. Comme la thermistance est souvent réglée à des températures beaucoup plus élevées (par exemple −2°C plutôt que −15°C), le chauffe-air d'adjonction ne donne pas toujours le rendement qu'on pourrait en attendre. En conséquence, on utilise le mazout à des heures où il y a des surplus d'électricité qui pourraient servir au chauffage.

(ii) Une deuxième solution est celle du thermostat d'intérieur à deux niveaux. Le thermostat de l'élément chauffant électrique est réglé à quelques degrés au-dessus de celui de la chaudière; ainsi, l'élément chauffant s'allume d'abord, puis la chaudière, s'il fait plus froid et que l'élément chauffant ne suffit pas à la tâche.

En quelque sorte, un thermostat d'intérieur à deux niveaux donne un meilleur rendement qu'une thermistance extérieure, mais n'optimise pas la charge mixte. Les courbes de la température intérieure suivent celles de l'extérieur, mais il y a un décalage de quelques heures à cause de la chaleur inerte dans les bâtiments. Comme le déclenchement de la chaudière de complément au combustible fossile est assujetti aux variations de la température intérieure plutôt que d'être contrôlé par la thermistance extérieure, le décalage sera d'ordinaire de une à quatre heures. La chaleur que dégagent les appareils ménagers et la chaleur corporelle des habitants du logement créent également un autre coussin d'air chaud qui influence l'extrémité inférieure de la gamme de contrôle permettant au système de chauffage électrique de fonctionner encore plus longtemps.

Le thermostat d'intérieur à deux niveaux de température présente un autre avantage. Quand l'élément chauffant est insuffisant et que la chaudière au mazout s'allume afin de maintenir la chaleur, la chaleur que cette dernière dégage élève la température intérieure et finalement le thermostat intérieur coupera le chauffage électrique, temporairement du moins, même quand il fait très froid (par exemple, pendant la nuit). En conséquence, il y aura une utilisation de la puissance au cours des périodes hors pointe. Par ailleurs, cet avantage est

mitigé du fait que lorsqu'il fait très froid, le chauffage électrique n'est pas toujours éteint et peut contribuer aux pointes.

Ontario Hydro a utilisé certains des thermostats intérieurs à deux niveaux de température dans ses diverses expériences de chauffage hybride en Ontario. Ces expériences ont démontré qu'un élément chauffant de 5,5 kW installé dans une maison de taille moyenne peut économiser 87 p. 100 de la consommation normale de mazout.

Bien entendu, il est possible de combiner une thermistance avec un thermostat intérieur à deux niveaux. Avec un tel dispositif, le point de disjonction extérieur pourrait être fixé plus bas et, si l'élément chauffant ne réussit pas à produire une quantité suffisante de chaleur pour que la maison reste confortable dans de telles circonstances, le deuxième niveau du thermostat intérieur mettrait la chaudière au mazout en marche.

En résumé, un système Hybride I à commande thermostatique offre une occasion véritable, bien que limitée, d'améliorer le facteur de charge globale du réseau. Bien que dans tout service, il y ait une part importante de la charge qui soit sensible à la température, une certaine partie ne l'est pas et, par conséquent, la charge mixte n'est pas optimisée dans le système Hybride I.

Un système de type Hybride I un peu plus perfectionné a été mis au point par EACL et mis à l'essai à Deep River, Ontario. Pour cette expérience, le chauffage électrique dans un certain nombre de maisons a été pourvu d'une minuterie qui en arrête le fonctionnement quelle que soit la température entre 16 h et 18 h, à l'heure de la consommation de pointe demandée au service municipal d'électricité. Le système Hybride I à minuterie, même s'il a grandement amélioré le facteur de charge, n'avait pas tous les avantages du système Hybride II. L'heure de pointe mentionnée plus haut d'Hydro-Québec, un dimanche, qui est habituellement une période hors pointe, montre jusqu'à quel point il est difficile de prédire les heures de pointe.

Néanmoins, le système Hybride I présente des avantages comparativement au système tout à l'électricité. On peut l'installer facilement sur demande du propriétaire. L'installation et les thermostats ne sont pas coûteux et jusqu'à un certain point, il améliore le facteur de puissance du service. En conséquence, il contribue à stabiliser la demande d'électricité et à réduire le coût moyen de l'électricité. Il risque toutefois d'amplifier finalement le problème des heures de pointe, mais à un degré moindre que les systèmes tout à l'électricité, puisqu'il n'existe pas de mécanisme infaillible pour couper le chauffage électrique quand le réseau doit répondre à d'autres demandes. En bref, tous les types de systèmes Hybride I ne sont vraiment qu'un premier pas vers un système beaucoup plus complexe d'utilisation de l'électricité, le système Hybride II.

c) Hybride II : un système de chauffage hybride télécommandé par le service d'électricité

Ce système est supérieur au système Hybride I; il fournit le gros des besoins en chauffage d'un bâtiment sans alourdir la demande aux heures de pointe de service. La puissance n'est affectée au chauffage que si elle ne doit pas pourvoir à d'autres besoins. Dans certaines provinces qui ont la combinaison appropriée de centrales, il existe d'importants surplus temporaires d'électricité. Le système Hybride II est télécommandé par le service d'électricité lui-même. Comme le système Hybride I, le système Hybride II a besoin d'une chaudière à mazout (ou autre combustible stockable) comme source de chaleur de complément.

En pratique, le système Hybride II fonctionne comme suit : si la demande générale d'électricité est moindre que la puissance disponible, l'excédent est utilisé pour le chauffage dans les systèmes hybrides. Quand la demande correspond à presque toute la puissance disponible, le service d'électricité débranche progressivement les éléments de chauffage électrique par télécommande afin de continuer à maîtriser la demande. Les éléments peuvent alors être branchés de nouveau par télécommande au fur et à mesure que diminue la demande. Cette technique permet d'utiliser presque toute la puissance disponible au cours des six ou sept mois les plus froids de l'année.

Si l'on compare les surplus reconnus à la demande de chauffage qu'indiquent les courbes de degrés-jours, il aurait été possible, en théorie, pendant la saison de chauffage 1979-1980, de remplacer environ 80 p. 100 du mazout dans les locaux d'habitation canadiens par l'électricité disponible à ce moment-là, si tous les bâtiments chauffés au mazout (résidentiels, commerciaux et industriels) avaient été pourvus d'un système Hybride II. Cette électricité d'appoint aurait remplacé plus des quatre cinquièmes (350 000 barils de pétrole par jour) des importations nettes de pétrole du Canada pendant cette période. Les possibilités du chauffage à l'électricité avec le système Hybride II sont illustrées à la figure 7[6].

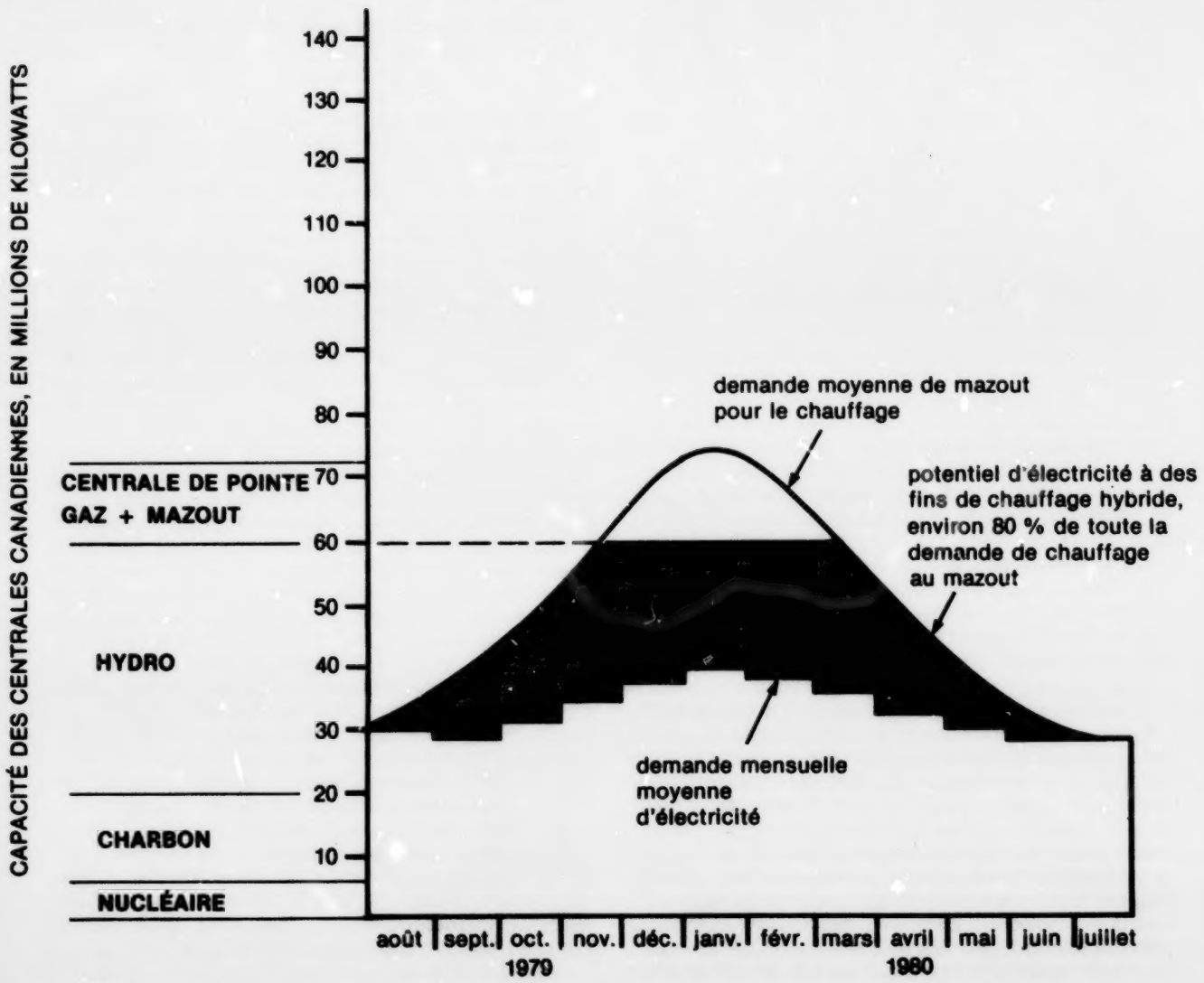
Le système Hybride II dépend de services munis d'un dispositif de délestage télécommandé. Selon sa disponibilité, la puissance est utilisée pour le chauffage des locaux. (C'est la technique qu'utilise la Minnkota Power dans le Minnesota et le Dakota du Nord pour obtenir un remarquable facteur d'utilisation de la puissance de 72 p. 100 pendant la saison de chauffage 1981-1982. C'est aussi la technique qu'utilise Hydro-Québec pour le tarif E de son programme expérimental). Les données existantes[7] indiquent une économie de près de 96 p. 100 du mazout nécessaire au chauffage dans un bâtiment donné avec le système Hybride II.

La figure 7 illustre les possibilités de gains importants, dans l'efficacité d'utilisation du réseau, si les centrales de base sont exploitées sans arrêt pendant toute la saison de chauffage. La charge délestée pourrait

FIGURE 7

LE SYSTÈME HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT (1979-1980)

LE POTENTIEL ÉLECTRIQUE DANS LES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE HYBRIDE AVEC APPOINT DE MAZOUT SEULEMENT, EN 1979-1980



même servir de réserve, ce qui permettrait d'éliminer la puissance non utilisée, nécessaire actuellement. Le service d'électricité pourrait donc tout simplement télécommander le débranchement de l'électricité d'un certain nombre de systèmes de chauffage pour combler d'autres besoins et les rebrancher quand la demande diminuerait. Une fois le chauffage à l'électricité coupé, la chaudière de complément au mazout fournirait la chaleur nécessaire.

Il serait facile d'implanter immédiatement en Ontario et au Québec le système Hybride II dans tout le secteur résidentiel chauffé au mazout. Il suffirait d'une installation de 7 à 15 kilowatts de puissance de chauffage à l'électricité télécommandée par le service d'électricité[8], dans les maisons unifamiliales actuellement chauffées au mazout; une telle puissance, même en période de pointe, ne surchargerait pas le réseau existant. Fondé sur le matériel disponible actuellement et celui qui est en voie de planification, l'équipement de chauffage pourrait être offert au propriétaire moyen à un coût initial (installation comprise) de 900 $ à 1 400 $ (une telle installation est admissible aux subventions du PCP). L'équipement n'est pas complexe et le volume de production, ainsi que la concurrence, devraient abaisser le prix dans l'avenir. Au printemps et à l'automne, quand la température est relativement douce, les maisons pourraient être chauffées à l'électricité. Pendant presque tout l'hiver, les maisons pourraient être chauffées à l'électricité la plupart du temps, et au mazout quand les centrales doivent fournir de l'électricité pour d'autres usages (par exemple, usages industriels). Pendant les jours les plus froids, on pourrait combiner, au besoin, le chauffage à l'électricité et le chauffage de complément. En tout temps, néanmoins, la disponibilité et l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux dépendraient du volume des autres demandes faites à la capacité de production du service d'électricité.

Une enquête détaillée des manufacturiers canadiens sur l'équipement de chauffage hybride[9] a révélé que tous les systèmes hybrides manufacturés actuellement au Canada peuvent être adaptés au système Hybride II. À long terme, on pourrait concevoir et mettre en marché des systèmes de chauffage hybride pour de plus grands bâtiments, adaptables au système Hybride II.

d) Le chauffage hybride dans les bâtiments de tous genres

Les calculs de la figure 7 sont fondés sur la conversion des bâtiments de tous genres chauffés au mazout. En effet, si tous les bâtiments chauffés au mazout utilisaient le chauffage hybride électricité-mazout, par voie de conséquence (selon la production d'électricité en 1979), l'électricité compterait pour 80 p. 100 dans le chauffage des locaux, et le chauffage de complément au mazout, pour environ 20 p. 100. Cependant, il est peu probable que tous les propriétaires désirent installer le chauffage hybride dans leurs bâtiments. Il se peut que dans certains bâtiments, en particulier ceux qui sont destinés à être démolis, une adjonction de ce genre soit trop coûteuse, étant donné le peu de temps d'usage qu'il leur reste. Néanmoins, une telle conversion serait possible dans un grand nombre de bâtiments.

En outre, des essais empiriques ont démontré que n'importe quel bâtiment peut utiliser l'électricité pour plus de 80 p. 100 de l'ensemble de ses besoins dans un système hybride de chauffage. Par conséquent, si certains bâtiments chauffés au mazout n'étaient pas pourvus de systèmes hybrides, la capacité actuelle de production d'électricité pourrait fournir une plus grande proportion du chauffage à l'électricité à ceux qui sont pourvus de systèmes hybrides.

Pour un bâtiment donné, une maison de taille moyenne par exemple, il faudrait un appoint de mazout au système hybride dans trois types de circonstances. Premièrement, le système électrique n'arrive pas à maintenir une température intérieure confortable à cause de la rigueur du froid à l'extérieur. Deuxièmement, le fonctionnement d'appareils ménagers, notamment de la cuisinière ou de la sécheuse, nécessite que l'on diminue l'alimentation de l'élément chauffant électrique afin d'éviter les surcharges possibles. (Il est toutefois bon de noter que l'électricité consommée par ces appareils revient plus tard dans l'environnement sous forme de chaleur). Troisièmement, le confort des habitants du bâtiment peut nécessiter une élévation rapide de la température intérieure qui exige du système de chauffage un apport d'air chaud que l'élément électrique est incapable de fournir (par exemple, lorsqu'on monte le thermostat intérieur d'un bâtiment le matin). Cependant, ces limites n'affectent qu'une petite partie de la charge totale de chaleur, peut-être 500 heures annuellement ou même moins sur un total de 5000 heures pendant la saison de chauffage. En somme, dans une maison donnée, environ 90 p. 100 des besoins de chauffage pourraient être pris en charge par l'élément électrique d'un système hybride. Ces chiffres, cités dans le projet de recherche du MEST, ont été confirmés par des simulations et des essais empiriques effectués par Ontario Hydro et Hydro-Québec[10].

e) Les simulations des charges du chauffage hybride et de la répercussion sur les systèmes globaux de Ontario Hydro et d'Hydro-Québec

Selon les simulations informatisées exécutées spécialement pour le projet du MEST par Ontario Hydro et Hydro-Québec, plus de 96 p. 100 du chauffage nécessaire à une résidence familiale isolée peut être fourni par l'électricité "hors pointe" dans un système Hybride II, et plus de 87 p. 100, dans un système de type Hybride I, en utilisant l'installation existante. On a simulé le chauffage d'un logement représentatif équipé d'un élément de 9 kW ou de 15 kW (selon que l'entrée de ser-

vice était de 60 A ou de 100 A) avec divers modes de contrôle et d'utilisation (pour Hybride I et Hybride II). Ces simulations ont démontré les avantages de puissance qu'on pouvait tirer des systèmes hybrides dans les conditions climatiques de l'Ontario et du Québec, par production hydraulique ou thermique.

Pour vérifier la configuration d'un système Hybride II, Hydro-Québec, dans les conditions climatiques de Montréal, a fait une simulation de charge dans laquelle le chauffe-air électrique d'une maison représentative isolée à charge (mixte) de pointe de 6,6 kW, était fermé par télécommande quand la charge totale du service atteignait 91,65 p. 100 de la puissance du système. Ce niveau a été atteint en coupant le chauffage pendant 100 heures de pointe d'hiver. En utilisant cette formule, environ 95 p. 100 du chauffage total des locaux pouvait être assuré par l'électricité hors pointe, et le reste, 5 p. 100, par le système de chauffage de complément.

Dans une simulation du système Hybride I, Hydro-Québec a expérimenté un élément de 15 kW ayant un maximum mixte de 6,6 kW et commandé par un thermostat extérieur réglé à −15°C. Sur les 100 heures de pointe de l'opération, il y a eu 75 heures de délestage. Tant que le service disposait d'un peu de puissance excédentaire, il n'y avait pas de problème. Quand le thermostat extérieur a été réglé à −12°C, il y a eu 8 heures de délestage sur les 100 heures de pointe. À −15°C, l'électricité a pu fournir 80 p. 100 du chauffage total, et le chauffage de complément, les 20 p. 100 restants. À −12°C, les locaux étaient chauffés à 70 p. 100 à l'électricité et à 30 p. 100 par des combustibles fossiles.

De même, dans une simulation de type Hybride II fondée sur des données de 1977, Ontario Hydro a démontré que si les charges des éléments chauffants étaient de 7 kW (pointe mixte) et qu'il y avait commutation quand la charge totale du système s'élevait à 14 000 MW (environ 80 p. 100 de la demande de pointe enregistrée), 93 p. 100 du chauffage, dans une résidence isolée donnée, pouvait être à l'électricité et, en même temps, il était possible d'éviter toutes les pointes de production, de transmission et de distribution du réseau.

Ontario Hydro a aussi expérimenté un système Hybride I commandé par un thermostat d'intérieur à deux niveaux de température pour les maisons unifamiliales. L'expérience était fondée sur des données empiriques fournies par des éléments chauffants de 5,5 kW conçus à cet effet. On a constaté que les éléments chauffants avaient une pointe mixte de 4,6 kW; cependant, comme les commandes relativement simples du système Hybride I ne permettent pas de couper automatiquement l'élément chauffant pendant les heures de pointe du service ou du réseau, ce n'est pas l'approche la plus efficace. À court terme, ce n'est pas un problème crucial et il ne le deviendra pas tant que le service aura un excédent de puissance de production, de transmission et de distribution, ce qui est le cas actuellement en Ontario. Les expériences de Ontario Hydro ont permis de remplacer 87 p. 100 du mazout.

Toutes ces simulations et expériences ont prouvé que des éléments chauffants relativement peu puissants dans diverses combinaisons de commande des systèmes permettent d'économiser tellement de mazout qu'il suffirait de remplir le réservoir une fois par année, ce qui pourrait être fait à n'importe quel temps de l'année, évitant aux raffineries de pétrole et aux distributeurs les inconvénients des périodes de pointe hivernales.

f) Le système Hybride II en pratique : Minnkota Power et la période de pointe du samedi 9 janvier 1982.

Un des services d'électricité américains, la Minnkota Power, qui répond aux besoins de certaines parties du Minnesota et du Dakota du Nord, exploite un système bi-énergie du type Hybride II depuis 1977[11]. Même si le service n'a pas l'envergure d'Hydro-Québec ou de Ontario Hydro, cette petite expérience locale est intéressante et représentative de ce que des systèmes hybrides pourraient signifier à grande échelle.

La Minnkota Power est un réseau rural coopératif servant 70 000 clients sur une superficie de 35 000 milles carrés dans le nord des États-Unis. Elle dispose d'une puissance totale d'environ 400 MW avec un maximum de charge de pointe acceptable de 380 MW. La Minnkota Power a installé des "commandes à ondulation résiduelle" sur ses charges susceptibles d'interruption, pour répondre aux signaux du service lui-même, lui permettant ainsi de commander ses charges. Au début de 1982, quelque 7 000 systèmes de chauffage hybride avaient déjà été installés et 5 000 autres charges commandées de types divers étaient en fonction. Par conséquent, il y a donc dans l'aire de service de la Minnkota 12 000 "commandes à ondulation résiduelle".

La Minnkota Power dispose au total d'une charge branchée et susceptible d'interruption de 248 MW, ce qui donne une pointe mixte de 148 MW en pratique. En conséquence, jusqu'à 100 MW peuvent être délestés au besoin. De ce total, 80 MW sont utilisées pour les systèmes bi-énergie (chauffage hybride).

Le plan de 1981-1982 de gestion de la charge consistait à établir une charge cible de réseau de 380 MW et à voir à ce que la charge se maintienne à ce niveau ou au-dessous pendant la saison hivernale. Ce niveau ne pourrait être excédé que lorsque toute la charge susceptible d'interruption serait délestée; tout nouveau seuil de pointe ne comprendrait que des charges non susceptibles d'interruption.

Le samedi 9 janvier 1982, la Minnkota a établi la pointe hivernale pendant les heures finissant à 18 h et à 19 h à un moment où il y avait un refroidissement éolien qui donnait une température équivalente à −70°C. Pendant

ces heures, on a délesté tout ce qui était possible (100 MW) et la cible de 380 MW a été maintenue.

Le facteur de charge, ce samedi, a été de 98,8 p. 100 et la charge a été maintenue pendant 18 heures. La gestion de la charge s'est poursuivie le dimanche et s'est maintenue pendant plus de 42 heures. Au cours de cette période, des charges variées ont été délestées à toutes les heures afin de maintenir la charge cible de 380 MW.

Pendant la période de 24 heures commençant à 6 h le samedi, on a atteint un facteur de charge de 99,5 p. 100 et l'on a délesté 1268 MWh pendant cette période (la moyenne délestée à l'heure était de 53 MW). Sans le délestage à la pointe, la pointe incontrôlable aurait été d'environ 490 MW (380 MW réels plus 100 MW interruptibles et 10 MW de perte sur la charge interruptible).

Pendant la période de sept jours commençant le 5 janvier et finissant le 11 janvier, le facteur de charge du réseau Minnkota s'est élevé à 97 p. 100. Pendant cette semaine, la charge a été gérée 112 heures durant et les systèmes de chauffage bi-énergie ont fonctionné au mazout pendant 68 heures en moyenne. Pendant la même période, les systèmes de chauffage bi-énergie ont consommé environ 79 000 gallons de mazout. Des 1 268 MWh d'énergie délestés, 1 223 MWh (97 p. 100) étaient pour le chauffage bi-énergie et 45 MWh (3 p. 100) pour les autres usages comme le chauffage de l'eau et le chauffage des entrepôts.

Au cours de la saison de chauffage 1981-1982, la chaudière de complément au mazout, dans les 7 000 systèmes de chauffage bi-énergie a fonctionné en moyenne pendant 145 heures. Dans l'ensemble, ces chaudières ont consommé de 3 6000 à 5 000 gallons de mazout l'heure (en fonction des vents prédominants et des températures). La consommation totale de mazout au cours de la saison 1981-1982 a été estimée à 725 000 gallons ou une moyenne de 100 gallons par installation bi-énergie. Cependant, le total des économies de mazout par installation pour cette saison-là a été évalué à près de 1 200 gallons, ce qui constitue une économie possible totale de 8,25 millions de gallons de mazout pendant l'hiver. Le chauffage des locaux a donc été assuré à 93 p. 100 par l'électricité et à 7 p. 100 par des combustibles fossiles.

L'expérience de la Minnkota Power est remarquable à plusieurs points de vue. Comme dans l'expérience d'Hydro-Québec mentionnée précédemment, la demande de pointe s'est produite pendant la fin de semaine, le samedi en l'occurrence; la période de pointe était due au chauffage des locaux. Pourtant, la Minnkota Power n'a jamais excédé la charge acceptable et a fonctionné avec des facteurs de charge beaucoup plus élevés que la normale. Le plus important, c'est que l'expérience de la Minnkota Power démontre la faisabilité technique des systèmes hybrides. Du point de vue économique, on peut relever que la Minnkota Power offre à ses clients les taux d'électricité les plus bas de tous les États-Unis.

NOTES DU CHAPITRE TROIS

1. On parle parfois du système "bi-combustibles" ou "bi-énergie". Dans le présent rapport, l'expression "chauffage hybride" est employée pour tous les systèmes de chauffage des locaux d'habitation où l'on utilise l'électricité la plupart du temps et un autre combustible stockable à certaines périodes. Des exemples des moyens de chauffage à l'électricité dans les systèmes hybrides comprennent le chauffe-air d'adjonction et la pompe à chaleur.

2. *Ressources en électricité*

   a) *Hydro :* En plus de la baie James, le Québec et le Labrador ont un potentiel supplémentaire d'environ 18 millions de kilowatts à des coûts comparables à ceux du nucléaire. De plus, il existe une capacité supplémentaire de 20 millions de kilowatts à un coût plus élevé dans de petits emplacements au Québec, bien qu'il puisse y avoir des limites de facteur d'utilisation de la puissance sur leur usage possible. En outre, la partie ouest du pays (par exemple, la Colombie-Britannique) a un potentiel comparable. Le potentiel économique dans les autres régions est moins important, sauf au Manitoba. Ainsi, on pourrait ultimement exploiter un total de 40 millions de kilowatts à des coûts comparables à ceux du nucléaire et peut-être 30 millions de kilowatts supplémentaires à un coût légèrement plus élevé. Cela est supérieur à la capacité hydro-électrique installée à plus de 100 millions de kW (y compris les centrales actuellement en construction). Cela dépasse le total des centrales de tous les genres au Canada en 1982.

   b) *Nucléaire :* Les réserves mesurées et indiquées d'uranium sont de 190 000 tonnes tandis que les réserves probables supplémentaires sont de 320 000 tonnes. Les premières produiraient 10 300 milliards de kWh, et les dernières, 17 300 milliards dans les réacteurs CANDU à une combustion de 0,8 p. 100 (7 500 mégawatts-jours thermiques par tonne et une efficacité de 30 p. 100. (Pour l'uranium canadien, voir : *Évaluation de 1977 de l'offre et de la demande sur le marché canadien de l'uranium*, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa,

1978). La somme de ces deux quantités est théoriquement égale à 100 années d'approvisionnement en électricité au taux de 1975 de la production totale du Canada. Les réserves ultimes du Canada sont peut-être encore plus grandes que cette somme. Le surrégénérateur au thorium, qui pourrait être mis au point d'ici l'an 2000 ou peu de temps après, prolongerait grandement ces ressources. (Les réserves mondiales d'uranium sont estimées à environ 5 fois les réserves du Canada).

c) *Charbon :* Les ressources en charbon dans l'ouest du Canada sont d'environ 230 milliards de tonnes. Si on pouvait extraire le quart de ces réserves, elles pourraient produire 110 000 milliards de kWh d'électricité. Cette quantité est en théorie égale à environ 400 années d'approvisionnement en électricité au taux de 1975 de la production totale du Canada.

3. On reconnaît que l'équipement utilisé et les procédures d'installation suivies doivent satisfaire aux normes de sécurité. Si, par exemple, l'entrée électrique ne suffit pas pour la charge supplémentaire provenant de l'utilisation du chauffe-air d'adjonction, elle doit être portée au niveau approprié, sinon il y aurait danger d'incendie. Il faut en outre prendre des précautions pour voir à ce que la neige et la glace ne s'accumulent pas au sommet de la cheminée, ce qui empêcherait l'échappement de la fumée et des gaz de combustion, sans quoi il y aurait danger grave pour la santé. L'usage généralisé du chauffage hybride au mazout et à l'électricité dans la zone de service de la Minnkota Power Cooperative a prouvé que ces problèmes peuvent être résolus efficacement.

4. Le "degré-jour" est l'indice de la différence entre une température intérieure confortable et le climat extérieur. Précisément, un degré-jour signifierait 1 degré Celsius au-dessous d'une température donnée confortable, pendant 24 heures. Dans le cas présent, la température confortable donnée est de 18°C (65°F). Au-dessous de cette température, il faudrait plus de chauffage à l'intérieur du bâtiment.

5. En réalité, l'élément lui-même pourrait fort bien posséder une unité de puissance plus élevée que 5-8 kW. Une entrée de service de 60 A pourrait convenir à une unité de 9 kW, et une entrée de 100 A, à une unité de 15 kW. Cependant, ces valeurs de "pointe instantanée" ne sont pas des valeurs raisonnables de "pointe mixte". En termes simples, toute pièce donnée d'un équipement de chauffage électrique est présumée ne fonctionner que la moitié du temps. Il est important de se rappeler que, comme nous l'avons dit dans un renvoi précédent, dans une maison chauffée entièrement à l'électricité, même si la "pointe mixte" est de 10 kW, la "pointe instantanée" sera beaucoup plus considérable, c'est-à-dire de 20 kW. C'est pourquoi le système typique de plinthes chauffantes de 20 à 25 kW à une puissance de 20 à 25 kW et ce niveau de puissance exige en retour une entrée de 200 A.

6. Les économies de pétrole sont calculées ainsi : le total de la demande de chauffage au mazout en 1979 au Canada, illustré à la figure 1, est distribué dans le temps selon la modulation de la courbe des degrés-jours pour Ottawa qui sert à représenter l'ensemble du Canada). La demande d'énergie pour le chauffage des locaux est exprimée en kilowatts hypothétiques produits par la centrale de production, compte tenu des pertes de chaleur dans la chaudière et pendant la transmission et la distribution. Si l'on traduit la pétro-énergie en électro-énergie, en 1979, on présume que l'efficacité d'une chaudière est de 55 p.100, et les pertes de transmission et de distribution sont de 10 p. 100. La figure 7 illustre la puissance installée au Canada pour l'année 1979-1980. On présume que la puissance installée au 31 décembre 1979 est demeurée constante entre le mois d'août 1979 et le mois de juillet 1980. Toute la capacité qui n'est pas utilisée pour d'autres besoins, à un moment ou l'autre, est affectée au chauffage des locaux. Toute la puissance disponible est utilisée, y compris la réserve. Dans les calculs de chauffage hybride, les centrales d'appoint au mazout et au gaz ne sont pas incluses, parce que leur exploitation continuelle n'est pas économique.

7. D'après des simulations informatisées d'Hydro-Québec, confirmées par des essais empiriques réels faits par la Minnkota Power Cooperative dans le nord des États-Unis.

8. Un élément chauffant d'une puissance nominale de 7 à 15 kW supposerait une pointe mixte de 4-8 kW.

9. Clark, Thomas E. *The Hybrid Electric Heating Industry in Canada*, rapport rédigé par le MEST.

10. Hydro-Québec, *Rapport pour le ministère d'État chargé des Sciences et de la Technologie : Chauffage bi-énergie dans le secteur résidentiel*, Montréal, 1982.

11. La Minnkota Power utilise l'expression "bi-énergie" plutôt que "chauffage hybride".

CHAPITRE QUATRE : LES AVANTAGES ÉCONOMIQUES ET TECHNIQUES DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE HYBRIDE POUR LE CANADA

Si les systèmes de chauffage hybride étaient adoptés de façon généralisée et si l'on pouvait utiliser presque toute la puissance que les centrales électriques existantes peuvent fournir, le Canada en retirerait des avantages considérables. Ces avantages contribueraient à accroître la sécurité et l'autosuffisance énergétique du pays, à augmenter le rendement du capital énergétique et à étendre le marché offert à la technologie électrique et à la nouvelle technologie du Canada. À long terme, les systèmes de chauffage hybride pourraient contribuer à réduire le prix réel de l'électricité pour les consommateurs et les entreprises et favoriseraient le remplacement graduel des centrales intermédiaires et d'appoint (qu'il est plus coûteux de faire fonctionner) par des centrales de charge minimale.

a) La contribution à la sécurité de l'offre d'énergie et à l'autosuffisance énergétique

Si, dans tous les bâtiments du Canada actuellement chauffés au mazout, on installait le chauffage hybride à l'électricité et au mazout et si l'on utilisait la puissance des centrales de 1979, on pourrait remplacer 80 p. 100 du mazout par un système Hybride de type II. Selon la figure 1, cela représente annuellement 636 000 térajoules d'énergie secondaire ou l'équivalent d'environ 350 000 barils de pétrole brut par jour, soit à peu près nos importations nettes de pétrole en 1979 de 400 000 barils par jour. En d'autres termes, en utilisant, dans les systèmes de chauffage hybride, les centrales électriques existantes et les systèmes de transport et de distribution, on pourrait permettre au Canada d'atteindre l'autosuffisance dans le domaine des combustibles de chauffage.

Pour montrer jusqu'à quel point le chauffage hybride peut réduire la dépendance à l'endroit du pétrole importé, on présente, aux figures 8 et 9 respectivement, la contribution hypothétique d'un tel système au Québec et en Ontario en 1979. Les données démontrent que le surplus d'électricité produite servant au chauffage hybride aurait représenté 70 p. 100 du chauffage des locaux assuré par le mazout au Québec, en 1979, et 90 p. 100, en Ontario.

Dans le cadre du projet du MEST, on a calculé, pour chaque province, un supplément de l'offre et de la demande énergétiques secondaires et les figures 10 et 11 renferment des données pour le Québec et l'Ontario. Au Québec, on constate que le mazout servant au chauffage en 1979 correspondait à 295 000 térajoules. Si la composante électrique des systèmes hybrides avait fourni 70 p. 100 de cette quantité, elle aurait contribué 207 000 térajoules. En Ontario, sur 241 000 térajoules, on obtient 217 000 térajoules en supposant que 90 p. 100 des besoins en chauffage provenaient de l'électricité des systèmes hybrides.

Dans l'ensemble, en 1979, la réduction totale de l'utilisation du pétrole aurait été de l'ordre de 424 000 térajoules. De plus, on a démontré[1] que le chauffage hybride réduit la consommation de mazout, non seulement en le remplaçant, mais en améliorant l'efficacité de la chaudière au mazout lorsqu'on fait appel à elle. Parce qu'elle ne fonctionne que lorsqu'il fait très froid, la chaudière est amorcée moins souvent et son efficacité saisonnière s'en trouve améliorée. Ce gain correspond à un supplément de 5 p. 100 des combustibles fossiles utilisés (21 000 térajoules supplémentaires), soit, dans l'ensemble, 445 000 térajoules en Ontario et au Québec seulement (83 p. 100 du chauffage des locaux assuré par le mazout dans les deux provinces[2].

En fait, une quantité équivalente à tout le pétrole servant au chauffage en Ontario et au Québec doit être importée de l'étranger, tandis que l'électricité dans ces provinces est surtout produite grâce à des ressources canadiennes[3]. D'après ces chiffres, une stratégie de chauffage hybride permettrait au Canada d'éviter d'avoir à importer environ 120 000 barils de pétrole brut par jour au Québec et 130 000 barils par jour en Ontario, soit 250 000 barils par jour sur une base annuelle.

b) Les répercussions sur les marchés de capitaux

L'adoption généralisée du chauffage hybride ne serait pas préjudiciable pour les marchés de capitaux canadiens et réduirait la pression qui s'exerce sur les taux d'intérêt. Il s'agit d'un de ses plus importants avantages.

Ce système permet de vendre plus d'électricité en utilisant les installations existantes de production, de transport et de distribution et les frais que doivent débourser les services d'électricité pour fournir la puissance hors pointe au moyen des installations existantes sont extrêmement faibles. Ils n'exigent ni l'un ni l'autre un recours aux marchés de capitaux, ni la construction de nouvelles centrales. En d'autres termes, parce que le système hybride permet d'éviter que la demande de pointe coïncide avec d'autres demandes, on peut retarder de plusieurs années la construction de nouvelles centrales électriques et de nouvelles lignes de transport et de distribution servant uniquement au chauffage (et le besoin concomitant d'emprunter sur les marchés des capitaux). Dans le cas des systèmes Hybride II, les services d'électricité auraient à engager des dépenses de capital pour l'installation de l'équipement approprié de télécommande. Cependant, cet équipement est beaucoup moins cher que la construction de nouvelles centrales et que l'amélioration des équipements de transport et de distribution permettant de répondre aux besoins d'un marché accru du chauffage.

FIGURE 8

POTENTIEL DU SYSTÈME DE CHAUFFAGE HYBRIDE AU MAZOUT ET À L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 1979-1980

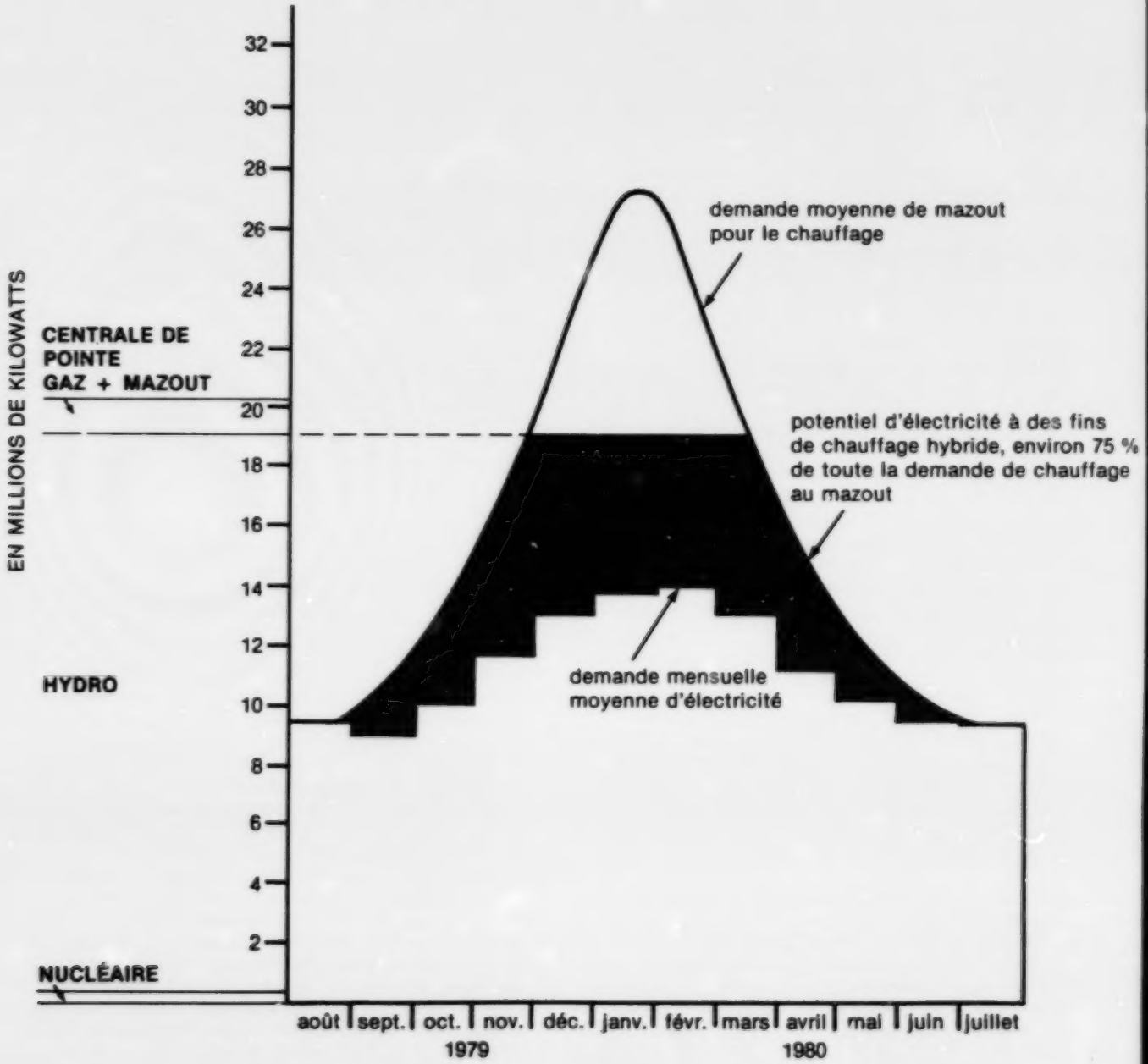


FIGURE 9

POTENTIEL DU SYSTÈME DE CHAUFFAGE HYBRIDE AU MAZOUT ET À L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO, 1979-1980

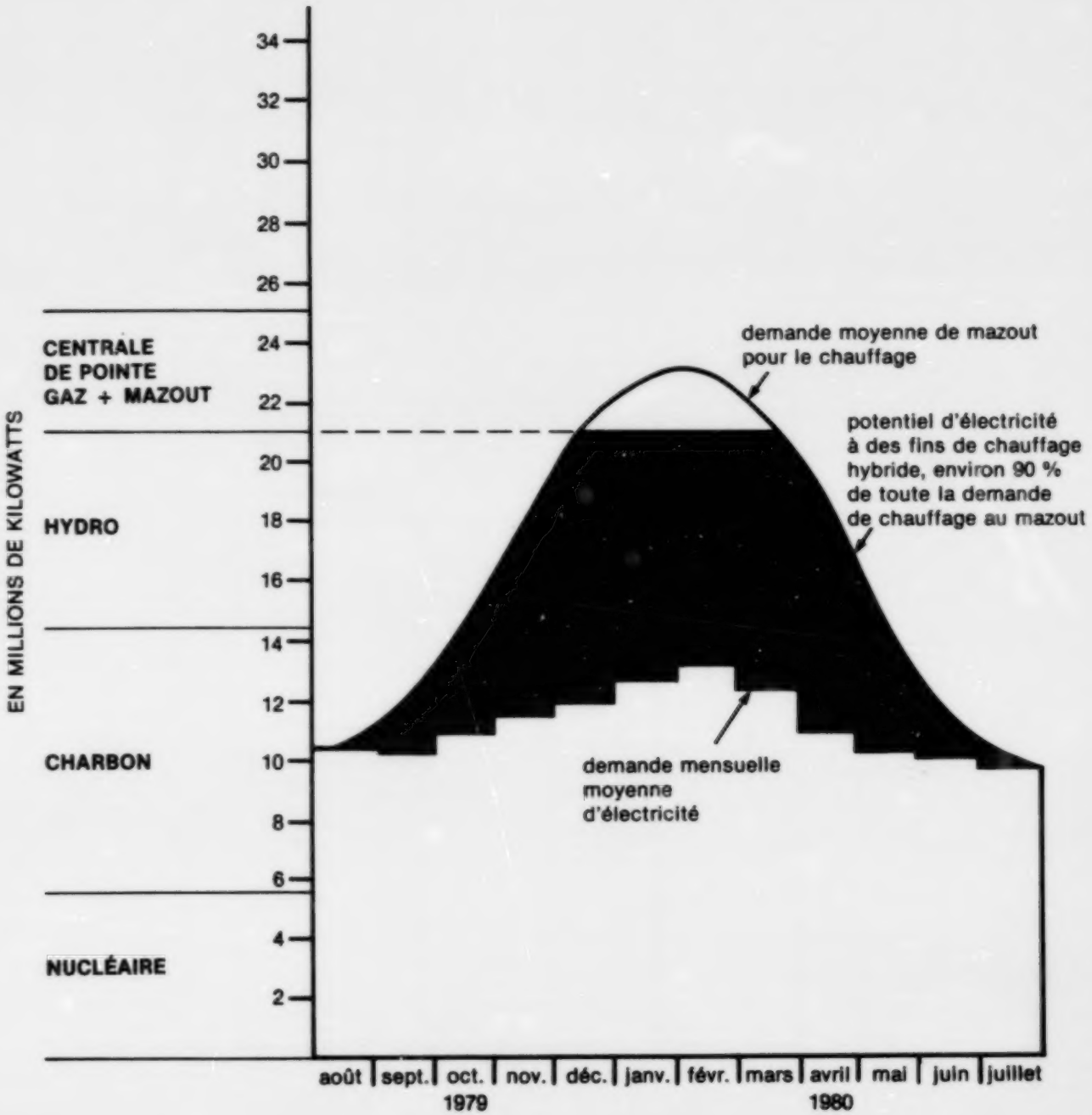


FIGURE 10

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 1979

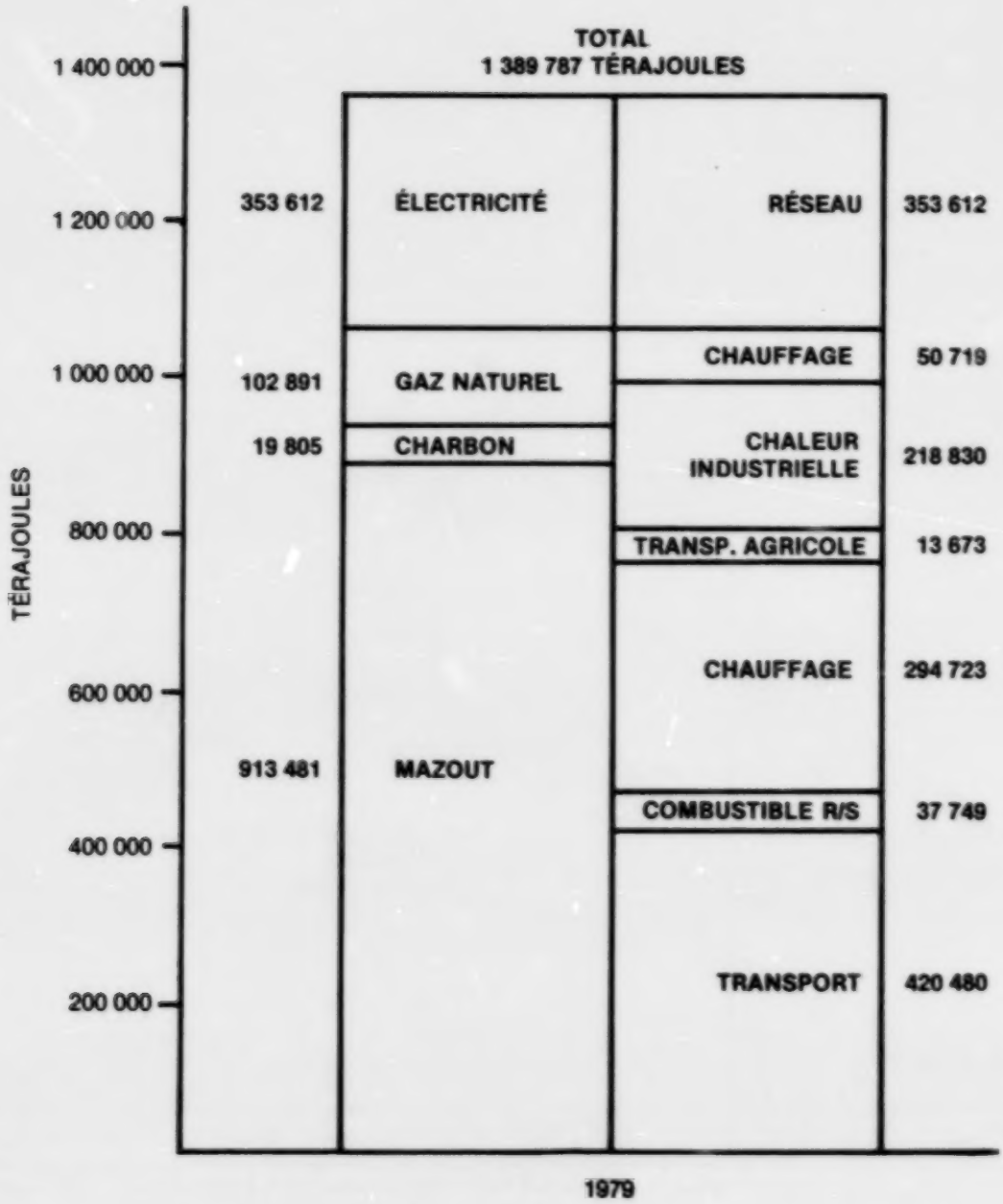
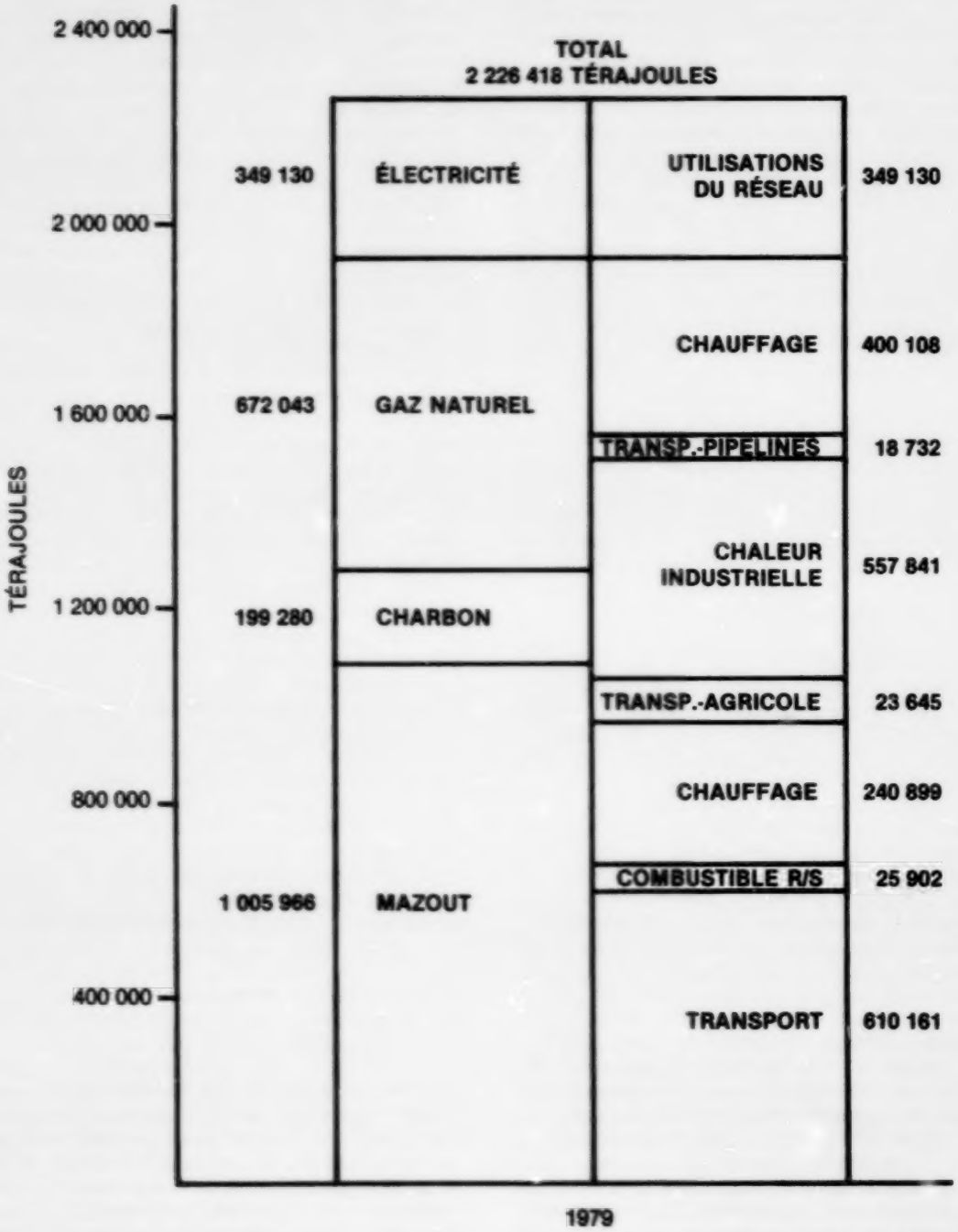


FIGURE 11

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 1979



Pour illustrer les montants dont il s'agit, comparons le coût d'immobilisation d'une centrale de production et de l'équipement de transport et de distribution pour le chauffage tout à l'électricité et le coût d'immobilisation de l'équipement de télécommande pour une installation de type Hybride II. À l'heure actuelle, la construction d'une centrale électrique équivaut à une dépense de 1 000 $ par kilowatt, et une résidence moyenne chauffée tout à l'électricité exige 10 kW aux périodes de pointe pour le seul chauffage des locaux. Les services d'électricité devraient investir 10 000 $ dans une centrale pour chaque maison moyenne. Ce montant serait doublé par les coûts d'immobilisation de l'équipement de transport et de distribution, soit un investissement global de 20 000 $ pour chaque maison moyenne. Par contre, selon les calculs d'Hydro-Québec, le coût total de l'équipement de télécommande pour faire fonctionner un système Hybride I serait de l'ordre de 682 $ à 1 264 $ par maison, compte tenu des particularités et de la conception de l'équipement[4]. Ces calculs englobent les coûts de l'équipement pour émettre et transmettre les signaux d'une source centrale et pour les recevoir et y répondre convenablement dans la résidence du consommateur.

Cependant, dans le cas d'un système Hybride I, les services d'électricité n'auraient pas à tenir compte des coûts du système de commande. Cependant, c'est un système moins efficace qui n'élimine pas automatiquement la simultanéité de la pointe de demande. Cela serait cependant sans importance si les services d'électricité avaient un surplus de centrales et des installations adéquates de transport et de distribution.

En somme, les investissements requis des services d'électricité pour mettre en oeuvre le chauffage hybride sont, au plus, 10 p. 100 de l'investissement nécessaire au système de chauffage tout à l'électricité. Les répercussions sur les marchés de capitaux sont du même ordre.

Le gaz naturel exige un investissement considérable dans l'infrastructure des pipelines avant qu'il puisse efficacement remplacer le pétrole. Selon les calculs de Consumers Gas, il faut investir environ 1 400 $ par résidence dans les régions déjà construites. Dans les zones de constructions nouvelles, l'investissement est estimé à environ 800 $ par client. À ces coûts d'investissement des services locaux de gaz, il faut ajouter les coûts de l'extension à travers l'est du Canada du pipeline trans-canadien (par exemple le pipeline TQM), ou de tout nouvel embranchement latéral. Le financement d'une telle infrastructure serait très exigeant pour les marchés de capitaux; on a même parlé d'une somme d'un milliard de dollars et plus pour le pipeline TQM.

Ces chiffres démontrent clairement qu'une utilisation très efficace des installations d'électricité existantes, dans les systèmes de chauffage hybride, aurait très peu de répercussions sur les marchés en capitaux tant à long terme qu'à court terme.

c) Les avantages techniques pour les services d'électricité

Les services d'électricité retireraient des avantages appréciables de l'adoption du chauffage hybride. Premièrement, les services d'électricité pourraient produire et distribuer beaucoup plus d'énergie avec les mêmes installations de production, de transport et de distribution (en accroissant les facteurs d'utilisation de la charge et de la puissance). Si la demande était constante, aux centrales électriques, tout au long de la saison de chauffage par suite de l'adoption de systèmes hybrides dans les maisons actuellement chauffées au mazout, cette demande pourrait facilement accroître le facteur annuel d'utilisation de la charge de l'ensemble des centrales électriques du pays qui pourrait passer de sa valeur actuelle de 65 p. 100 à 85 p. 100, tandis que le facteur d'utilisation de la puissance pourrait passer de 46 p. 100 à 75 p. 100. La plus grand partie de la charge serait ainsi divisée entre la charge "minimale" à laquelle s'ajouterait une petite partie de la charge "intermédiaire" et il n'y aurait aucune charge "d'appoint". Pour répondre à une telle charge, la centrale la plus advantageuse serait celle qui présente des possibilités de production continue et dont le coût d'alimentation en combustible est peu élevé. Le réacteur nucléaire (CANDU) qui peut produire pendant 85 p. 100 de l'année et dont les coûts de combustible sont très bas, est tout indiqué. Les centrales hydro-électriques dont les réservoirs[5] peuvent être remplis à l'année (par exemple, la baie James) seraient également excellentes. Les centrales alimentées au charbon pourraient aussi être utilisées.

Du point de vue des services d'électricité, l'effet global de l'adoption du chauffage hybride, en particulier du type II, serait d'égaliser la charge de septembre à juin, laquelle diminuerait pendant l'été, ce qui permettrait d'effectuer des travaux d'entretien. En raison de l'équilibre de la charge résultant de la complémentarité de son utilisation pour les fins du chauffage et pour d'autres fins et de la possibilité d'utiliser les réserves à des fins utiles, le facteur global annuel d'utilisation de la puissance serait au moins 50 p. 100 plus élevé; c'est-à-dire que l'utilisation finale pratique serait 50 fois plus élevée pour une puissance donnée. Le coût unitaire de l'électricité en serait grandement réduit. En utilisant un compteur distinct pour les périodes hors pointe avec un système Hybride de type I ou de type II, ces économies pourraient être transmises aux consommateurs sous la forme de tarifs beaucoup plus avantageux (ces possibilités sont examinées ci-dessous).

Le chauffage Hybride de type II peut aussi servir à absorber les erreurs de calcul de la puissance électrique sans que les parties intéressées subissent des inconvénients graves. Le chauffage des locaux dans un tel système constitue un marché tampon. Si une qualité suffisante de la puissance de production, de transport et de distribution d'électricité a été allouée au chauffage hybride, lorsque l'énergie électrique, nécessaire ailleurs, est retirée pour être réaffectée à des usages autres que

le chauffage, le système de chauffage de complément peut servir d'assurance et entrer immédiatement en service. En permettant une plus grande marge d'erreur dans la prévision de la demande, le système Hybride de type II fournit donc une méthode d'auto-régulation.

Le système hybride améliorera aussi vraisemblablement la fiabilité des services d'électricité. Outre les coûts, l'adoption générale du chauffage tout à l'électricité entraînerait un autre problème. Bien que le risque de panne existe dans n'importe quel système, l'adoption généralisée du chauffage tout à l'électricité augmenterait ce risque aux pires moments de l'année, c'est-à-dire par temps très froid. Si une panne survenait dans une grande partie du territoire dans de telles conditions et si elle devait durer pendant une longue période, il n'en résulterait pas seulement des dangers pour la vie, la santé et la propreté, mais aussi de graves problèmes pour rétablir les services. Le réseau ne devrait pas seulement fournir la puissance nécessaire à une demande maximale pour le chauffage, mais aussi la puissance supplémentaire pour que les températures anormalement basses des bâtiments reviennent à leur niveau normal. Les réserves pourraient ne pas être suffisantes pour fournir cette énergie supplémentaire et, si le courant devait être rétabli dans tout le réseau, la surcharge pourrait entraîner une autre panne générale[6]. Pour prévenir ce risque, le courant devrait être rétabli secteur par secteur. Même dans ce cas, le risque de surcharge de l'équipement local persisterait et ne pourrait être éliminé qu'en installant une puissance supplémentaire lors de la construction des installations locales de distribution. De toute manière, le rétablissement complet du courant serait lent, et il pourrait en résulter de graves dommages à la propriété et des risques considérables pour les consommateurs. Le système Hybride II peut fournir une protection contre ces dangers. La possibilité de couper le chauffage dans une grande région géographique au moyen de télécommande constituerait la réserve du système. Même si le chauffage était coupé, il y aurait suffisamment de courant pour l'allumage des chaudières à combustible fossile et pour faire fonctionner d'autres appareils essentiels.

d) Les avantages économiques pour les services d'électricité

Les répercussions économiques des systèmes hybrides sont considérables. Seule une petite marge bénéficiaire provenant de la vente d'électricité pour le chauffage pendant les heures creuses suffirait pour récupérer le coût marginal du fonctionnement des centrales de charge minimale et des centrales intermédiaires pendant ces périodes.

Le coût théorique marginal de l'électricité pour le chauffage dans les systèmes hybrides sur la période de douze mois comprenant l'hiver 1979-1980, peut servir d'illustration. Au cours de cette période, les entreprises canadiennes de services publics ont produit 292 milliards de kWh et le facteur d'utilisation de la puissance était de 46 p. 100. Selon la figure 7, il est possible de calculer que, théoriquement, ils auraient pu produire 437 milliards de kWh de puissance utile. Les 145 milliards supplémentaires auraient donc pu être utilisés dans les systèmes de chauffage hybride des immeubles actuellement chauffés au mazout et, le cas échéant, le facteur d'utilisation de la puissance aurait été de 69 p. 100.

Bien que des données détaillées des coûts de tous les services d'électricité canadiens ne soient pas disponibles, la figure 12 présente des comparaisons hypothétiques, mais représentatives, des coûts de 1979-1980.

Premièrement, nous avons essayé, dans le modèle de demande A, d'évaluer les frais fixes d'immobilisation des services publics pour 1979-1980 en allouant un amortissement de 35 p. 100 au coût de remplacement. Ensuite, nous avons tenté, dans le modèle de demande B, d'évaluer le coût hypothétique d'une quantité accrue d'électricité produite par la même centrale ayant un facteur de puissance plus élevé. Du total des 6044 kWh par année théoriquement produits par chaque kilowatt d'unité de production, la plupart proviennent de la centrale intermédiaire (charbon). C'est la solution à court terme la plus plausible qui se présenterait aux services publics pour répondre à la demande accrue découlant de l'adoption du chauffage hybride : ils augmenteraient la production des centrales intermédiaires ou utiliseraient le surplus de la centrale de charge minimale (s'il y en avait).

Considérant les données de la figure 12, le coût moyen par kWh, pour répondre à la demande réelle (modèle de demande A), en 1979-1980, aurait été de 4,15 c. le kWh (en dollars de 1980). Par ailleurs, si la même centrale avait produit l'électricité supplémentaire pour répondre au modèle de demande B pour le chauffage hybride, les coûts unitaires moyens auraient été réduits à 3,5 c. le kWh (en dollars de 1980).

Pour répondre à la demande du modèle A (la demande de 1979-1980), il en coûterait 12,12 milliards de dollars pour l'année (292 milliards de kWh à 4,15 c. le kWh). Pour répondre à la demande du modèle B, il en coûterait 15,3 milliards de dollars (437 milliards de kWh à 3,50 c. le kWh). Les 145 milliards de kWh supplémentaires pour les systèmes hybrides coûteraient 3,18 milliards de dollars de plus, soit seulement 2,19 c. le kWh, donc moins que la moyenne.

Bien que les chiffres du modèle de demande B ne soient qu'une représentation hypothétique des coûts des services d'électricité en 1979-1980, au cours de sa participation au projet du MEST, Ontario Hydro a évalué approximativement à 2,1 c. le kWh le coût du combustible nécessaire au fonctionnement des centrales alimentées au charbon pendant les heures creuses. Ce chiffre laisse supposer que le coût de l'électricité fournie par les centrales existantes pour les systèmes hybrides pendant les heures creuses serait comparable à celui des modèles établis par le MEST.

FIGURE 12

CHAUFFAGE HYBRIDE EN 1979-1980: UNE COMPARAISON REPRÉSENTATIVE DES COÛTS*

Coûts du modèle de demande A: la consommation réelle de 1979-1980

I. COÛTS D'IMMOBILISATION PAR KILOWATT PONDÉRÉ D'UNE CENTRALE PARTIELLEMENT AMORTIE, (35 %)

55 % 429,00 $ — Élément de la charge minimale (nucléaire, hydro)
35 % 107,25 $ — élément intermédiaire (charbon, hydro)
10 % 19,50 $ — élément de pointe (turbines)
555,75 $ TOTAL

II. COÛTS D'IMMOBILISATION DU TRANSPORT ET DE LA DISTRIBUTION

650 $
TOTAL DES COÛTS D'IMMOBILISATION: 1 205,75 $

III.

a) ESTIMATION DES COÛTS RÉELS ANNUELS D'UTILISATION DU CAPITAL (10 %)
120,57 $
D'après un facteur d'utilisation (données réelles pour 1979-1980), de la puissance de 46 %, le coût est amorti par 4030 kWh
= 3,0 c. le kWh

b) COMBUSTIBLE-COÛTS DE FONCTIONNEMENT (kWh pondéré)
Uranium (55 %) = ,1 c. le kWh
Charbon à 30 $ la tonne (35 %)
= ,47 c. le kWh
Turbines (mazout à 30 $ le baril) (10 %)
= ,58 c. le kWh

IV. TOTAL GÉNÉRAL DES COÛTS
= 4,15 c. le kWh

Coûts du modèle de demande B: si le chauffage hybride avait été ajouté à la consommation réelle de 1979-1980

I. COÛTS D'IMMOBILISATION PAR KILOWATT PONDÉRÉ D'UNE CENTRALE PARTIELLEMENT AMORTIE, (35 %)

IDENTIQUE AU MODÈLE A — CONSOMMATION RÉELLE DE 1979-1980

555,75 $ — TOTAL

II. COÛTS D'IMMOBILISATION POUR LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION: IDENTIQUE AU MODÈLE A — CONSOMMATION RÉELLE 1979-1980
650 $
TOTAL DES COÛTS D'IMMOBILISATION: 1 205,75 $

III.

a) ESTIMATION DES COÛTS RÉELS ANNUELS D'UTILISATION DU CAPITAL (10 %)
120,57 $
D'après un facteur d'utilisation de la puissance de 69 % (théoriquement possible au moyen du chauffage hybride), le coût est amorti par 6044 kWh en 12 mois
= 2,0 c. le kWh

b) COMBUSTIBLE-COÛTS ORDINAIRE DE FONCTIONNEMENT (kWh pondéré)
Uranium (37 %) = ,07 c. le kWh
Charbon à 30 $ la tonne (57 %) = ,77 c. le kWh
Turbines (mazout à 30 $ le baril) (6 %)
= ,45 c. le kWh

c) DÉPENSES DE FONCTIONNEMENT SUPPLÉMENTAIRES (15 % du coût de tout le combustible)
= ,21 c. le kWh

IV. TOTAL GÉNÉRAL DES COÛTS
= 3,5 c. le kWh

* Des explications plus détaillées de cette figure apparaissent dans le texte.

En outre, la figure 12 révèle que la demande existante d'électricité n'a pas été modifiée pour le modèle théorique "B2". Le fonctionnement des turbines pour la charge d'appoint a été prévu. On a choisi le facteur de puissance de 69 p. 100 pour que, malgré une certaine simultanéité en période de pointe, les systèmes de transport et de distribution ne soient pas surchargés. Ainsi, ces chiffres s'appliqueraient également aux deux systèmes hybrides. Certains frais supplémentaires d'exploitation sont inclus dans les calculs pour tenir compte du niveau plus élevé d'entretien qu'exigent les centrales alimentées au charbon en fonctionnant continuellement.

Dans le modèle hypothétique pour 1979-1980 représenté à la figure 12, le surplus d'électricité des heures creuses pour le chauffage hybride provient des centrales intermédiaires alimentées au charbon. Si les services publics savaient que le système hybride pouvait conquérir un marché important et faire augmenter les facteurs de charge, ils pourraient acquérir un plus grand nombre de centrales pour produire la charge minimale (celles dont l'exploitation est la plus économique à long terme) au cours du renouvellement de l'immobilisation. Le coût supplémentaire de l'électricité fournie pendant les heures creuses pour le chauffage hybride serait donc réduit. La figure 5 fait état des différences théoriques de coût lorsque le facteur d'utilisation de la puissance des centrales est élevé (70 p. 100) ou lorsqu'il n'est que moyen (45 p. 100). La figure 5 est fondée sur la valeur de remplacement d'une nouvelle centrale, mais, en pratique, les services publics ne peuvent acquérir rapidement un système à haute capacité. Cependant, les chiffres suivants, qui découlent de la figure 5, révèlent que ces coûts (en dollars de 1982) s'appliqueraient au chauffage hybride pour la période 1990-2010, lorsque les services publics auraient pu acquérir des centrales dans le cadre de leurs plans ordinaires d'expansion.

Comme nous l'avons démontré dans la figure 5, à un facteur d'utilisation de la puissance de 46 p. 100 et aux coûts actuels de remplacement, les services publics du Canada auraient besoin, en moyenne, de revenus futurs d'environ 5,74 c. le kWh[7] pour récupérer tous les coûts de diversification des moyens de production comparables aux installations actuelles. Par contre, si le facteur d'utilisation de la puissance de la centrale était de 70 p. 100, un revenu moyen de 4,13 c. le kWh serait suffisant pour récupérer tous les coûts. Dans ce dernier cas, le coût de l'énergie supplémentaire n'accroîtrait pas beaucoup les dépenses totales de production d'électricité. La différence entre les revenus totaux peut être calculée pour chaque cas, comme dans la figure 12, mais en se fondant sur les niveaux de revenus de la figure 5. En fonctionnant à haute capacité (charge minimale), le système produirait 437 milliards de kWh à 4,13 c. le kWh pour un coût total de 18,05 milliards de dollars. En fonctionnant à une capacité moyenne, le système (formé d'une centrale de charge minimale, intermédiaire et de pointe) produirait 292 milliards de kWh à 5,74 c. Le kWh pour un coût total de 16,76 milliards de dollars. Les 145 milliards de kWh supplémentaires que le système pourrait fournir en fonctionnant à 69 p. 100 seraient produits au coût marginal de 1,29 milliard de dollars. C'est environ 1 c. le kWh et quatre fois moins que les coûts moyens actuels de l'électricité. Dans des conditions idéales, les services d'électricité bien équipés pourraient, en théorie, offrir l'électricité des heures creuses pour les systèmes hybrides à un tarif aussi avantageux.

En outre, la possibilité de réduire les coûts par le biais de l'augmentation des facteurs d'utilisation de la charge permettrait aux services d'électricité d'établir divers tarifs. Prenons, par exemple, un service d'électricité qui prévoit une détérioration des facteurs d'utilisation de la charge à cause d'une augmentation des systèmes de chauffage à l'électricité pour les locaux. Ce service d'électricité pourrait bien avoir prévu une hausse des tarifs de consommation. Cependant, si, au moyen du chauffage hybride, les facteurs d'utilisation de la charge et de la puissance étaient plus élevés, les coûts réels diminueraient et si les services d'électricité s'en tenaient aux tarifs prévus, il y aurait alors un surplus considérable de revenus. Ce surplus pourrait servir à réduire davantage le tarif hors pointe ou à aider les propriétaires de maisons et d'immeubles à installer l'équipement nécessaire au chauffage hybride. Les services d'électricité auraient plusieurs autres options puisque la courbe des coûts réels s'abaisserait. Ils pourraient se servir de ces options pour offrir des incitations avantageuses au consommateur.

e) Les incitations à l'installation de systèmes hybrides et les avantages économiques éventuels pour les consommateurs

Les économies résultant de l'efficacité accrue du système de chauffage hybride peuvent être transmises aux consommateurs de plusieurs manières. La quantité d'électricité nécessaire aux éléments chauffants des systèmes Hybride I ou Hybride II pourrait, par exemple, être enregistrée sur des compteurs distincts et facturée à un tarif préférentiel hors pointe ou interruptible (selon le cas). C'est la méthode la plus directe et celle qu'utilise la Minnkota Power. Les services d'électricité pourraient aussi fournir une certaine quantité de mazout gratuitement ou à un prix réduit pour la saison de chauffage à chaque client du chauffage hybride (il pourrait être plus économique d'offrir cette option au lieu de construire des centrales supplémentaires pour le chauffage tout à l'électricité, lesquelles resteraient inactives la plupart du temps). Les services d'électricité pourraient également subventionner la conversion pour inciter leurs clients à adopter les systèmes de chauffage hybride à l'électricité, comme le font Hydro-Québec et Ontario Hydro.

Le 15 novembre 1982, Hydro-Québec instaurait un programme en vertu duquel la compagnie offrait une subvention non imposable de 650 $ (en plus de la subvention du PCRP) aux propriétaires désireux de passer

du chauffage au mazout aux systèmes de chauffage hybride à l'électricité et au mazout. Le programme vise 78 000 conversions en 1985 et l'on croit que le service d'électricité devra débourser jusqu'à concurrence de 50 millions de dollars, en tenant compte de toutes les dépenses. Au début, on utilisera les systèmes Hybrides I, mais l'on envisage de les adapter aux systèmes Hybrides II en accordant des tarifs préférentiels pour l'électricité interruptible lorsqu'on disposera de l'équipement nécessaire. Ce programme vise avant tout à augmenter les ventes d'électricité sans augmenter la demande de pointe.

En outre, le 28 mars 1983, Ontario Hydro, avec la collaboration de l'Ontario Municipal Electric Association et de l'Association of Municipal Electrical Utilities, lançait un programme en vertu duquel les services d'électricité participants et elle-même défraieront le coût de 200 $ des vérifications préalables et de l'inspection du système électrique des propriétaires qui font installer un élément chauffant d'une puissance de 9 kilowatts dans la chambre de diffusion d'air des appareils de chauffage en place.

Afin de se faire une idée des incitations possibles à l'égard du chauffage hybride et de l'importance de ces incitations pour les entreprises et les consommateurs, il est nécessaire d'examiner les coûts actuels et les coûts prévus du chauffage des immeubles au Canada. Pour simplifier, toutes les comparaisons présentées ici s'appliquent à une résidence moyenne, située à Ottawa. La résidence moyenne est une maison unifamiliale, bien isolée, ayant une superficie d'habitation de 121 mètres^2 (1200 pieds carrés), sans compter le sous-sol. Étant donné que le climat d'Ottawa est représentatif du climat hivernal canadien et qu'il présente environ 4500 degrés-jours Celsius par année, il est possible, à partir de cette base statistique, de faire des comparaisons plausibles.

La résidence moyenne type consommerait environ 700 gallons (environ 3200 litres) de mazout par année. À 165 000 BTU par gallon (37 000 BTU par litre), c'est approximativement 115 millions de BTU d'énergie secondaire. En supposant que la chaudière fonctionne à 60 p. 100, on obtient 70 millions de BTU d'énergie tertiaire (l'air chaud à l'intérieur de la maison). Puisque l'énergie secondaire et l'énergie tertiaire sont à peu près identiques pour le chauffage à l'électricité, les quelque 21 000 kWh fournis par Hydro-Québec et Ontario Hydro représentent la même demande moyenne de chauffage par maison. Quant au gaz naturel, si l'efficacité de la chaudière était de 60 p. 100, une demande tertiaire de 70 millions de BTU exige 115 000 MPC de gaz livré au brûleur[8]. En pratique, évidemment, les besoins seraient entièrement différents s'il s'agissait de bâtiments isolés de façon différente, de grande ou de petite taille, ou de bâtiments en rangées ou d'autres types. Cependant, cela ne changerait pas l'ordre des coûts des divers combustibles.

La décision du consommateur de choisir telle ou telle option de remplacement du mazout sera influencée par l'évaluation de plusieurs facteurs autres que la comparaison des coûts des divers combustibles. La décision du consommateur dépendra en plus d'une évaluation des coûts futurs du combustible, ainsi que du coût de la conversion. Les prix relatifs du combustible pourraient changer, et l'installation d'un système plutôt que d'un autre peut être plus économique. L'investissement en capital est une possibilité qui doit entrer en ligne de compte dans toute décision. Il faut aussi songer au coût d'entretien.

f) Les coûts du combustible de chauffage en 1982-1983

Pour la saison de chauffage 1982-1983 à Ottawa, (d'après les prix des combustibles en vigueur en mars 1983), les coûts de divers combustibles de chauffage étaient approximativement les suivants :

FIGURE 13-a

COÛTS DU COMBUSTIBLE EN 1982-1983 (OTTAWA)*

COMBUSTIBLE	QUANTITÉ CONSOMMÉE	COÛT UNITAIRE	COÛT TOTAL
Mazout	700 gallons (3200 litres)	1,47 le gallon (33,7 c. le litre)	1 099 $
Gaz	110 000 MPC	6,63 $ le MPC	762 $
Électricité (tout à l'électricité)	21 000 kWh	3,86 c. le kWh	811 $

* *Source:* Unies Ltd., *Costs of Residential Space-Heating Alternatives in Major Canadian Cities Including Hybrid Heating Systems.* Winnipeg, 1983.

Ces chiffres laissent supposer que le gaz naturel est le moyen le plus économique de chauffer une maison de taille moyenne à Ottawa et tout autre bâtiment en général. Le mazout est le plus cher.

Tous ces chiffres sont fondés sur les prix et les tarifs courants, ils ne tiennent pas compte des modifications des prix que les services publics ou les sociétés pétrolières pourraient apporter à leurs produits. Avec les même prix et les mêmes tarifs, où se situerait le prix des systèmes hybrides par rapport aux modes traditionnels de chauffage?

FIGURE 13-b

COÛTS DU CHAUFFAGE HYBRIDE EN 1982-1983 SANS SUBVENTIONS: COÛTS DU COMBUSTIBLE SEULEMENT

SYSTÈME	QUANTITÉ CONSOMMÉE	COÛT UNITAIRE	COÛT TOTAL
Hybride mazout-électricité (80 % à l'électricité, 20 % au mazout). Système Hybride II ou système Hybride I lorsque le thermostat extérieur est réglé à -15°C ou plus bas.	16 800 kWh 553 litres (y compris l'amélioration de l'efficacité saisonnière de l'appareil de chauffage jusqu'à 75 %).*	3,88 c. le kWh 33,7 c. le litre	648 + 192 $ = 834 $

* Dans les systèmes hybrides, l'efficacité saisonnière des chaudières au mazout s'accroît parce qu'elles ne fonctionnent que par temps froid et sont amorcées moins souvent. Moins de chaleur s'échappe par la cheminée parce que le cycle d'amorçage et de désamorçage est réduit.

Compte tenu uniquement des prix et des tarifs actuels dans le centre du Canada (c.-à-d. l'Ontario et le Québec), le consommateur a peu ou pas de raison d'acheter un système hybride, s'il justifie son achat par une comparaison des coûts. C'est logique puisque le système hybride utilise une certaine quantité de mazout, le combustible le plus cher, et une certaine quantité d'électricité, le deuxième combustible le plus cher.

g) Les coûts d'entretien

La vie utile et le rendement de tout appareil de chauffage dépendent grandement de l'ampleur et de la régularité de l'entretien. En pratique, cela varie beaucoup d'une unité à l'autre d'après les préférences du propriétaire. Dans le présent rapport, on se sert d'une vie utile évaluée à 20 ans pour amortir les coûts et pour déterminer les dates d'entretien. On trouvera ci-après les dates représentatives et les coûts (en 1983) de l'entretien et des réparations des systèmes de chauffage :

(i) chaudière au mazout

- visite annuelle d'entretien de la chaudière — 35 $ chacune
- coût annuel des filtres — 5 $ chacun
- ramonage de la cheminée (4e, 8e, 12e, 16e et 20e année) — 37 $ chacun
- réparation importante du système de circulation d'air (10e année) — 110 $

(ii) chaudière au gaz naturel

- visite bisannuelle d'entretien de la chaudière (2e, 4e, 6e, 8e, 10e, 12e, 14e, 16e et 18e année — 32 $ chacune
- coût annuel des filtres — 5 $ chacun
- réparation importante du système de circulation d'air (10e année) — 110 $

(iii) appareil de chauffage électrique

- service et réparations du système électrique (4e, 8e, 12e et 16e année) — 32 $ chacune plus 100 $ chacune
- coût annuel des filtres — 5 $

— réparation importante du système de circulation d'air (10e année) 110 $

(iv) système de chauffage hybride au mazout et à l'électricité

— service bisannuel de la chaudière au mazout, y compris l'élément électrique (2e, 4e, 6e, 8e, 10e, 12e, 14e, 16e et 18e année) 35 $ chacun

— coût annuel des filtres 5 $

— réparations du système électrique (4e, 8e, 12e, et 16e année) 100 $ chacune

— réparation importante du système de circulation d'air (10e année) 110 $

Signalons qu'au début de la période d'amortissement, on suppose que la vie utile de tous les éléments indispensables de l'appareil de chauffage est évalué à 20 ans et que, par conséquent, on n'a pas tenu compte, ci-haut, de l'entretien et des réparations de ces éléments.

On peut donc résumer les coûts d'entretien dans le tableau comparatif suivant :

FIGURE 14

COÛTS APPROXIMATIFS ANNUELS DE L'ENTRETIEN ET DES RÉPARATIONS DES DIVERS APPAREILS DE CHAUFFAGE DES RÉSIDENCES*

Chaudière au mazout en place	53 $
Unité de conversion au gaz naturel	25 $
Appareil de chauffage au gaz naturel	25 $
Appareil de chauffage tout à l'électricité	37 $
Système de chauffage hybride au mazout et à l'électricité	49 $

* Coûts annuels uniformes équivalents (en supposant une vie utile de 20 ans, en dollars de 1983, une utilisation réelle du capital de 10 %, un taux d'intérêt réel de 8 %)

Mentionnons de nouveau que, dans la perspective des coûts d'entretien, il n'y a aucune raison précise d'adopter le chauffage hybride. Toutefois, si l'analyse englobe les frais d'immobilisation, il y a une différence.

h) Le coût total du chauffage : frais d'immobilisation et combustible

Si l'on tient compte des frais d'immobilisation, le gaz devance les systèmes tout à l'électricité puisqu'il est généralement moins coûteux de convertir un système au gaz plutôt qu'à l'électricité.

Cependant, en ne considérant que les coûts d'immobilisation, le système hybride présente un avantage économique : son installation est la moins chère parce qu'elle ne requiert aucune modification de l'entrée de service et qu'elle conserve de nombreux éléments du système en place. Les frais d'achat et d'installation d'un système hybride sont actuellement d'environ 1 000 à 1 400 $[9], comparés à 1 600 $ pour le gaz naturel[10] et à 2 400 $ pour l'électricité. Seul l'appareil de conversion au gaz naturel qui utilise de nombreuses pièces de la chaudière au mazout en place représente une option de remplacement du pétrole dont les frais d'immobilisation sont comparables à ceux des systèmes hybrides à l'électricité et au mazout. Le coût serait de l'ordre de 1 100 $, mais on ne peut l'installer que dans un nombre limité de maisons. En tenant compte des subventions du Programme canadien de remplacement du pétrole, le coût net pour le consommateur est donc de 500 à 700 $ pour les systèmes hybrides, de 650 à 800 $ pour le gaz naturel et de 1 600 $ pour le système tout à l'électricité. Toutefois, les subventions du PCRP sont imposables et il faut ajouter cet impôt sur le revenu aux frais d'immo-

bilisation marginal de 35 p. 100. De plus, le taux réel annuel d'utilisation du capital peut être évalué à 10 p. 100 de ces chiffres.

La figure 15 fait état de tous les coûts que le consommateur doit supporter pour remplacer son système de chauffage au mazout d'après les prix et les tarifs en vigueur en mars 1983 et révèle qu'à l'heure actuelle, le mazout est le combustible le plus cher pour le chauffage des locaux, tandis que le gaz est le moins cher. Viennent ensuite le chauffage hybride et le chauffage tout à l'électricité. En replaçant 80 p. 100 du mazout et, comme on l'a fait dans les systèmes en place, en améliorant l'efficacité de la chaudière au mazout, le coût du chauffage hybride aux prix actuels n'est que de 6 p. 100 supérieur au gaz avec un appareil neuf au gaz et d'environ 10 p. 100 supérieur à l'appareil de conversion au gaz.

Cependant, avec une incitation financière additionnelle, si par exemple des taux préférentiels étaient offerts pour l'électricité servant au chauffage des locaux pendant les périodes hors pointe, le tableau changerait radicalement et le chauffage hybride deviendrait concurrentiel.

Hydro-Québec a déjà mis au point une structure de tarifs pour les systèmes hybrides et elle est déterminée à l'appliquer à l'ensemble de son système pour répondre aux besoins en matière de chauffage. Pour la saison de chauffage 1982-1983, elle offre, à titre d'expérience, une structure de tarifs hors pointe à l'égard d'un système Hybride de type II. Selon le tarif E, les consommateurs seront facturés selon qu'ils utilisent l'électricité de la centrale de base ou de la centrale d'appoint; ce tarif s'appliquera à un certain nombre de consommateurs choisis ayant adopté un système de chauffage hybride au mazout et à l'électricité. L'électricité coûtera la plupart du temps 2,3 c. le kWh ou environ les deux tiers du tarif moyen de 3,5 c. au Québec. Cependant, pendant 300 heures de pointe chaque année, le prix de 18 c. le kWh s'appliquera à toute l'électricité consommée, soit quatre fois et demi le tarif moyen (la plupart de ces heures tomberont en janvier). Cela correspond approximativement aux coûts des immobilisations des turbines à gaz par kWh, étant donné leur usage peu fréquent. Hydro-Québec garantit que ce tarif ne s'appliquera qu'à un maximum de 300 heures par année (sur un total de 8 760), c'est-à-dire environ 3 p. 100 du temps ou 5 p. 100 de la saison de chauffage. Un signal placé dans la résidence du consommateur l'avertira lorsque la période de pointe commencera. Dans certain cas, Hydro-Québec pourra interrompre le chauffe-air électrique du système hybride (Hybride II) par télécommande. Dans d'autres systèmes, les clients devront les interrompre manuellement. La période de pointe n'est pas liée automatiquement à une période de la journée ou à la température, mais à la charge globale imposée au service.

Signalons que les services publics ont longtemps étudié l'établissement d'un tarif double (selon l'heure du jour) et, effectivement, ils l'ont utilisé dans le passé pour encourager l'utilisation de l'électricité pendant les heures creuses. Bien que le tarif double corresponde en moyenne aux caractéristiques réelles de la charge, il ne permet pas de tenir compte des coûts de production sur une longue période et pourrait créer des inconvénients aux services publics s'il était offert aux consommateurs à des fins de chauffage pour toute une saison. Des appels de puissance maximale se sont produits pendant des périodes normalement désignées "hors pointe", comme ce fut le cas pour Hydro-Québec le dimanche 4 janvier 1981.

Le système Hybride II, à télécommande centrale, élimine ce problème. Étant donné que les services d'électricité peuvent délester la charge du chauffage des locaux selon les circonstances, les pointes et les ralentissements de la demande liée au chauffage des locaux peuvent survenir à n'importe quelle heure de la journée sans aucun inconvénient. Malgré tout, un système Hybride I contribuerait à améliorer les caractéristiques de la charge des services d'électricité. Il est par conséquent approprié, pour des motifs pratiques et économiques, d'offrir un tarif différentiel pour les systèmes hybrides. En toute justice, les bénéfices accrus qui reviennent au service d'électricité par suite de l'amélioration du facteur d'utilisation de la charge devraient être transmis au consommateur. L'élément électrique du système hybride, fonctionnant la plupart du temps ou tout le temps pendant les heures creuses, sont inférieurs à la moyenne et justifient, sur le plan économique, des tarifs différentiels. En outre, il est tout à fait possible tant du point de vue des services publics que de celui du consommateur d'utiliser le système hybride et de partager les bénéfices. Le consommateur possède une chaudière de complément en cas d'interruption de l'élément électrique, et quand aux services d'électricité, ils n'auront pas à faire face à des problèmes techniques énormes (contre-réaction) pour reprendre en charge les éléments chauffants.

Comme nous l'avons déjà mentionné, Hydro-Québec et Ontario Hydro ont coopéré au projet du MEST en préparant des scénarios détaillés des coûts pour les systèmes de chauffage hybride. Les chiffres d'Hydro-Québec confirment la viabilité du tarif E à l'égard d'un système Hybride II. Dans le cadre de sa recherche, Ontario Hydro a établi le coût d'un système de type Hybride I dans lequel l'électricité remplace 87 p. 100 du mazout servant au chauffage des locaux. Cependant, on a également constaté que ce système pouvait entraîner des périodes de pointe; Ontario Hydro a donc établi des coûts qui ne représentent pas uniquement le coût marginal du combustible, mais qui tiennent compte d'un rajustement pour le coût d'immobilisation de l'équipement de production, de transport et de distribution.

Cette structure de coûts exigeait, en 1982, un revenu de 2,92 c. le kWh ou de 3,2 c. le kWh pour tenir compte de la hausse de 1983 apportée au tarif de l'élément électrique du système hybride. Ce chiffre est supé-

FIGURE 15

COÛT TOTAL DU CHAUFFAGE POUR UNE RÉSIDENCE MOYENNE D'UNE RÉGION CLIMATIQUE REPRÉSENTATIVE (OTTAWA) EN 1982-1983: SYSTÈMES DE CHAUFFAGE HYBRIDE SANS TARIF D'ÉLECTRICITÉ AVEC INCITATION

SYSTÈME	COÛT ANNUEL DU COMBUSTIBLE	COÛT ANNUEL DE L'ENTRETIEN	AMORTISSEMENT ANNUEL DU CAPITAL (COMPTE TENU D'UNE SUBVENTION DU PCRP)	TOTAL DES COÛTS ANNUELS DE CHAUFFAGE
1. Chaudière au mazout ayant une efficacité saisonnière de 60 %	1 097 $	54 $	Pas de conversion	1 151 $
2. Gaz naturel — appareil de chauffage neuf ayant une efficacité saisonnière de 60 %	762 $	25 $	108 $	895 $
3. Gaz naturel — appareil de conversion ayant une efficacité saisonnière de 60 %	762 $	25 $	74 $	861 $
4. Appareil tout à l'électricité avec une entrée de 200 A	811 $	37 $	188 $	1 036 $
5. Chauffage hybride bi-énergies 80 % à l'électricité, 20 % au mazout. Appareil de chauffage ayant une efficacité saisonnière de 70 %	834 $ 16 800 kWh – 648 $ 553 litres-186 $	49 $	74 $	957 $
6. Chauffage hybride bi-énergies. Comme au n° 5, mais incluant les subventions des programmes d'Hydro-Québec et de Ontario Hydro.	834 $	49 $	22 $ (Québec) 50 $ (Ontario)	905-933 $

NOTE: Toutes les conversions sont amorties sur une période de 20 ans à un taux d'intérêt réel de 8 %. La valeur réelle des subventions du PCRP a été réduite de 35 p. 100 pour tenir compte d'une hausse marginale de l'impôt. Il y a lieu de tenir compte des taxes locales supplémentaires en comparant les coûts des combustibles à l'extérieur d'Ottawa (par exemple, la taxe provinciale de 9 p. 100 sur les ventes d'électricité au Québec).

rieur à l'équivalent de 2,3 c. le kWh du tarif E de 1982 d'Hydro-Québec, mais le coût marginal et les coûts d'exploitation seraient de toute façon plus élevés dans le cas du système thermique de Ontario Hydro. Même dans ce cas, le revenu nécessaire, en 1982, calculé par Ontario Hydro est inférieur de 18 p. 100 au tarif moyen de 3,6 c. le kWh de 1982.

Ontario Hydro a également établi un scénario des coûts d'un système Hybride de type II conçu pour éviter les pointes locales et celles du réseau. Ces calculs relatifs aux systèmes Hybride de type II exigeaient, en 1982, un revenu de 2,72 c. le kWh (haussé à 2,9 c. le kWh en 1983). Ce chiffre comprend la récupération des coûts de la capacité accrue de transport et de distribution rendue nécessaire pour utiliser au maximum les possibilités des systèmes Hybride de type II. De plus, si le service d'électricité pouvait offrir l'énergie nécessaire au chauffage hybride sans avoir à tenir compte des coûts de l'équipement supplémentaire de transport et de distribution, les scénarios indiquent que l'énergie nécessaire à un système Hybride de type II reviendrait à 2,38 c. le kWh (haussé à 2,6 c. le kWh en 1983 pour se conformer à d'autres données). Ce ne serait cependant réalisable qu'après un certain renouveau de capitaux de quelques années et serait possible au cours des années 90. C'est une réduction de 40 p. 100 sur les tarifs courants. Ce tarif est comparable au tarif E d'Hydro-Québec[11].

La figure 16 présente un sommaire des coûts du chauffage des locaux pour l'Ontario et le Québec en 1981-1983 selon trois structures différentes de tarifs hors pointe. Selon ces structures de tarifs, le système hybride serait réellement moins cher et correspondrait (en vertu du tarif E au Québec) à 81 p. 100 du coût du chauffage au gaz avec un appareil neuf et à 61 p. 100 du coût du chauffage tout à l'électricité (voir la figure 15). Le consommateur moyen économiserait 259 $ par année comparativement au gaz, et 400 $ comparativement au système tout à l'électricité. Même avec le système Hybride I en Ontario, le système bi-énergie est certainement concurrentiel; son coût s'élève à 795 $ par rapport à 895 $ pour le gaz avec un appareil neuf et à 861 $ avec un appareil de conversion.

Le tarif hors pointe n'est pas la seule incitation que les services d'électricité peuvent offrir pour encourager la diffusion du chauffage hybride. Comme nous l'avons déjà signalé, Hydro-Québec et Ontario Hydro offrent actuellement à leurs clients des subventions de conversion[12].

Ces chiffres ne sont pas définitifs et il faudra préciser ces données. Néanmoins, avec des réserves, nous pouvons tirer certaines conclusions. Pour résumer les avantages économiques des systèmes hybrides pour les consommateurs, nous pouvons affirmer ce qui suit :

(i) le système hybride est le moins cher à installer;

(ii) les services d'électricité canadiens, compte tenu des chiffres fournis par les deux principaux services d'électricité au Canada, pourraient offrir des tarifs différentiels hors pointe pour inciter les consommateurs à utiliser les systèmes de chauffage hybride;

(iii) une telle incitation permettrait au système hybride de rivaliser, à l'avenir, avec tout autre système de chauffage; et

(iv) les possibilités à long terme des ressources et de la production d'électricité laissent prévoir que les coûts réels du chauffage hybride baisseraient vraisemblablement au cours des années à venir plutôt que d'augmenter.

i) Les avantages industriels et techniques et les systèmes futurs (système hybride perfectionné)

Les systèmes de chauffage hybride permettraient d'utiliser les techniques canadiennes, allant de la production d'énergie électrique à son utilisation finale. L'adoption de ces systèmes offrirait des possibilités d'expansion aux industries électriques et électroniques du Canada.

Tout d'abord, les possibilités de production d'électricité sont exceptionnelles au Canada. La centrale idéale pour le chauffage hybride est caractérisée par la possibilité de fonctionner continuellement à un coût global minimal (les grandes centrales hydro-électriques dont les réserves d'eau sont assurées et les centrales nucléaires). Sur une certaine période, en supposant que l'utilisation des systèmes hybrides se répande dans les régions dont les besoins sont assurés par les services d'électricité, ils pourront ajouter ce type d'équipement de « charge minimale » dans la composition de leur capacité de production. Tout au long du présent rapport, nous avons utilisé les prévisions de ces services d'électricité en vue de faire des projections quant à la disponibilité de surplus d'électricité. Le type des centrales qui seront en place en 1990 est déjà bien défini. Cependant, la planification des centrales qui seront construites après 1990 peut être encore assez flexible, pour ce qui est du type de ces centrales et, après l'an 2000, il ne semble y avoir aucune restriction technique nouvelle, en ce qui concerne le choix du type de production. C'est au cours de la période 1990-2010 que l'adoption généralisée du chauffage hybride pourrait nécessiter l'acquisition d'un type particulier de nouvelles centrales par les services d'électricité canadiens; il faut toutefois souligner que l'adoption du chauffage hybride ne nécessiterait aucune centrale *supplémentaire*.

Le savoir-faire canadien est considérable en ce qui concerne l'aménagement de grands sites hydro-électriques. Hydro-Québec, par exemple, a mis au point une technique de télécommande qui lui permet de procéder à des opérations dans des barrages du système

FIGURE 16

CALCUL DU COÛT TOTAL DU CHAUFFAGE, EN 1983, POUR UNE RÉSIDENCE MOYENNE AU QUÉBEC ET EN ONTARIO: SYSTÈME HYBRIDE AVEC ENCOURAGEMENTS: SELON LE TARIF E D'HYDRO-QUÉBEC OU SELON LES CALCULS DE ONTARIO HYDRO POUR LE COÛT DES SYSTÈMES HYBRIDES DANS LE CADRE DU PROJET DU MEST

SYSTÈME	COÛT ANNUEL DU COMBUSTIBLE	ENTRETIEN	AMORTISSEMENT ANNUEL DU CAPITAL (COMPTE TENU DES SUBVENTIONS DU PCRP ET DES ENCOURAGEMENTS)	COÛT TOTAL DU CHAUFFAGE
A. Système bi-énergies mazout-électricité selon le tarif E d'Hydro-Québec-95 % à l'électricité (Hybride II) 5 % au mazout. Efficacité de 75 % de la chaudière au mazout	Électricité (20 000 kWh 2,6 c. le kWh = 520 $) Mazout (136 litres 33,7 c. le litre = 45 $) TOTAL: 565 $	49 $	22 $	636 $
B. Système bi-énergies mazout-électricité fondé sur des tests expérimentaux et des calculs des coûts de Ontario Hydro (Hybride I) 87 % à l'électricité 13 % au mazout. Efficacité de 75 % de la chaudière au mazout	Électricité (18 270 kWh 3,2 c. le kWh = 585 $) Mazout (331 litres 33,7 c. le litre = 111 $) TOTAL: 696 $	49 $	50 $	795 $
C. Système bi-énergies mazout-électricité selon les scénarios de Ontario Hydro pour Hybride II 93 % à l'électricité 7 % au mazout. Efficacité de 75 % de la chaudière au mazout	Électricité (19 530 kWh 2,9 c. le kWh = 566 $) Mazout (181 litres 33,7 c. le litre = 61 $) TOTAL: 627 $	49 $	50 $	726 $

NOTE: Voir le texte. Les coûts réels de l'énergie peuvent être moindres à cause des économies supplémentaires réalisées sur l'énergie électrique utilisée à d'autres fins que le chauffage au tarif E. Cependant, les taxes locales sur l'électricité ou sur l'énergie peuvent aussi entrer en ligne de compte (par exemple, la taxe de vente provinciale de 9 p. 100 sur l'électricité au Québec).

de la baie James à partir d'un poste de commande éloigné. Son savoir-faire dans le transport à longue distance est reconnu mondialement, ce qui lui donne la capacité technique d'exploiter les sites hydrauliques éloignés.

Il reste encore de grands sites hydrauliques qui ne sont pas exploités au Canada, mais ils sont de plus en plus éloignés. À cause des coûts du transport à longue distance, ces sites ne sont pas encore aménagés et leur exploitation dépendra de l'existence d'un marché qui exige de grandes quantités d'énergie première. Le chauffage hybride ouvrirait un tel marché après 1990.

Le système nucléaire CANDU est une autre technique canadienne qui pourrait contribuer d'une manière importante à combler les besoins énergétiques du Canada par le biais du chauffage hybride. Les réacteurs nucléaires canadiens continuent à établir des records mondiaux pour leur rendement continu[13]. Le facteur d'utilisation de leur puissance est de 85 p. 100, ce qui en fait une source fiable d'énergie de charge minimale. La capacité des réacteurs CANDU de fonctionner à de hauts facteurs d'utilisation de la charge et de la puissance les distinguent des réacteurs américains qui utilisent l'eau ordinaire et dont le facteur d'utilisation de la puissance n'est que de 65 p. 100, c'est-à-dire pas beaucoup plus élevé que celui d'une centrale alimentée au charbon. Une des principales raisons de la supériorité du CANDU réside dans le fait qu'il n'est pas nécessaire de l'arrêter pour faire le plein. Comparativement aux autres modèles, les pannes sont rares.

L'adoption généralisée du chauffage hybride favoriserait aussi certains secteurs de l'industrie canadienne des produits électriques. Les fabricants canadiens ont déjà mis au point d'excellents appareils de chauffage hybride pour usage dans le secteur résidentiel. Cinq modèles ont été acceptés par l'Association canadienne de normalisation (ACNOR). À l'heure actuelle, tous ces produits s'adressent aux chaudières au mazout à air pulsé. Cependant, une entreprise, P.S.C. Controls, prévoit mettre au point prochainement un dispositif d'adjonction au système de chauffage à l'eau chaude. Bien qu'à l'heure actuelle, il n'existe aucun équipement prêt à installer pour les immeubles industriels ou commerciaux, il existe une autre entreprise, Lion Industries, qui a commencé à mettre au point des modèles pour répondre aux besoins de ce marché. Aux États-Unis, un fabricant fournit de l'équipement aux clients de la Minnkota Power; ces produits ne présentent aucun avantage comparativement aux produits canadiens, mais offrent en outre de l'équipement pouvant s'adapter aux grands immeubles, par exemple les écoles, les églises et les centres commerciaux. En outre, il serait désirable de fabriquer, le plus tôt possible, des modèles réduits de chaudières polycombustibles qui pourraient être utilisés dans les nouvelles constructions. Cela ne devrait présenter aucun problème technique.

Les appareils de chauffage hybride actuellement en service au Canada sont à la fine pointe de la technique. Par exemple, on conçoit et produit maintenant en série des éléments fiables de chauffage. Ceux-ci sont habituellement faits de plusieurs couches métalliques qui transforment 100 p. 100 de l'énergie électrique en chaleur. Des circuits de commande incorporés permettent une réduction progressive automatique de leur émission de chaleur et de leur appel de puissance afin de prévenir toute surcharge des commandes de l'installation électrique de l'immeuble (délestage de la charge). Des commutateurs simples, mais efficaces, sont installés pour répondre aux signaux de fermeture et d'ouverture d'une ou de plusieurs entrées (commande à ondulation résiduelle, thermostat extérieur, thermostat intérieur), afin d'assurer une flexibilité maximale à l'avenir. Tous les modèles courants sont extrêmement perfectionnés, compte tenu de leurs applications actuelles, et il est peu probable qu'ils seront désuets avant un certain temps. Les propriétaires peuvent les installer maintenant en sachant que les progrès futurs ou les modifications du système, en particulier le passage graduel du système Hybride I au système Hybride II, pourront facilement être intégrés sans occasionner des dépenses et des inconvénients considérables.

C'est dans le réseau de transport et de distribution que le système de chauffage hybride présente les plus grandes possibilités à l'égard des techniques nouvelles. À partir de l'an 2000, le contrôle et la transmission des signaux et de l'énergie électrique pourraient passer des systèmes Hybride II au concept d'auto-réglage dynamique.

D'après la théorie sous-tendant ce concept, de faibles changements de tension dans le réseau électrique pourraient servir à déclencher les interrupteurs automatiques de mise en circuit et hors circuit des appareils de chauffage hybride. Par temps doux, dans un district donné, les appareils de chauffage hybride à l'électricité fonctionneraient pour que les bâtiments soient confortables. Le thermostat à l'intérieur des locaux ferait fonctionner les appareils. Dans de telles circonstances, les systèmes de chauffage constituent une charge variable, de même que tous les autres appareils électriques. La centrale qui alimente la charge minimale pourrait répondre à une plus grande portion de la demande totale qu'elle ne le fait à l'heure actuelle. Trois circonstances pourraient perturber cet équilibre : l'approche d'un front froid en hiver, lequel ferait baisser rapidement les températures; une augmentation de la demande d'électricité pour des usages autres que le chauffage; une panne de l'équipement.

Si les températures baissaient considérablement, les appareils de chauffage électrique fonctionneraient plus fréquemment; la charge serait synchronisée. Par suite de la combinaison de la charge totale et de la convergence de la charge dans le district, il en résulterait une chute de tension dans les lignes de distribution locale. Des microprocesseurs dispersés dans la région serviraient à pressentir cette perturbation. Ils détecteraient les changements de tension dans les lignes de dis-

tribution, ainsi que l'intensité et la durée du changement dans le réseau local. Avant que les conditions de surcharge ne surviennent, ils couperaient le chauffage électrique par télécommande et les bâtiments seraient chauffés par les chaudières de complément alimentées au mazout. Dans le cas de l'augmentation de la demande pour des fins autres que le chauffage, on observerait une perte semblable de la diversification de la charge et la convergence entraînerait les microprocesseurs à délester la charge des éléments chauffants électriques. Le système répondrait également aux changements de tension d'entrée; les pannes entraîneraient une perte de tension même lorsque les conditions de la demande seraient stables. Les microprocesseurs procéderaient alors à un délestage afin de rétablir l'équilibre. L'entière séquence de réglage se produirait à de très grandes vitesses. Les services d'électricité n'auraient pas besoin de personnel pour faire fonctionner les interrupteurs télécommandés (par exemple, les commandes à ondulation résiduelle ou les signaux radio) pour couper ou rétablir le courant dans les éléments chauffants; tout le travail serait accompli au moyen de l'électronique. Les microprocesseurs pourraient même lire les compteurs en tenant compte des tarifs spéciaux, afin de calculer les coûts que doit supporter le consommateur. Le réseau entier deviendrait un système dynamique autonome qui s'adapterait automatiquement à son environnement.

Certaines techniques et certains calculs applicables à ces systèmes sont activement mis au point; il est tout à fait possible que de tels systèmes soient perfectionnés et disponibles à la fin des années 80.

j) Le chauffage hybride et les possibilités d'exportation

Au cours de ses recherches, le MEST a conclu un contrat avec un expert-conseil américain pour explorer les possibilités et les moyens d'exporter de l'équipement et de l'électricité du Canada aux États-Unis pour le chauffage hybride[14]. Bien qu'il ne s'agisse que d'une étude préliminaire, elle révèle qu'il existe certaines possibilités sur le marché américain, même si le gaz naturel, dans les endroits où il est disponible, est le principal concurrent sur le marché du chauffage des locaux aux États-Unis.

Le climat, dans la plus grande partie des États-Unis, est en général moins rigoureux qu'au Canada et, pour la plupart des services d'électricité, la demande maximale survient en été à cause de la climatisation de l'air. Néanmoins, la demande atteint également une période de pointe en hiver, ou la demande maximale de l'été n'est que marginalement supérieure à celle de l'hiver, ou encore les ventes en hiver sont supérieures à celles de l'été (même si « des périodes de pointe instantanées » surviennent au cours de l'été). Toutes ces caractéristiques sont donc suffisantes pour prévoir qu'une adoption généralisée du chauffage des locaux tout à l'électricité entraînerait des problèmes, et tous les services d'électricité en question seraient intéressés à un système qui permettrait un délestage pendant les mois d'hiver. Ces services d'électricité sont concentrés dans cinq régions des États-Unis : le Nord-Est (la Pennsylvanie centrale jusqu'au Maine), la partie supérieure du Centre-Ouest (Pittsburg à Milwaukee), les plaines du Nord (du Wisconsin au Dakota du Nord), le Nord-Ouest et la région du « Chesapeake » (la Virginie, le Tennessee, la Virginie occidentale et les environs).

Il y environ 8,5 millions de maisons chauffées au mazout dans le Nord-Est des États-Unis (soit deux fois plus que dans tout le Canada). Le climat s'apparente à celui de l'Ontario ou des Maritimes. Si toutes ces maisons utilisaient le système hybride dans la proportion de 90 p. 100 pour l'électricité et de 10 p. 100 pour le mazout, la consommation atteindrait 175 milliards de kWh. C'est une très grande quantité; elle équivaut à peu près à 60 p. 100 de toute la production canadienne d'électricité.

Dans cette région, les services d'électricité éprouvent en général plus de difficultés à répondre à la demande en hiver qu'en été. Au cours des dernières années, l'état de New York a vendu environ 5 p. 100 plus d'électricité en janvier qu'en juillet, soit 9 405 millions de kWh comparativement à 8984 millions de kWh pour la moyenne des ventes de 1980 et 1981. Au Massachusetts, la demande est d'environ 20 p. 100 plus élevée en hiver : soit 3 174 millions de kWh comparativement à 2 645 millions de kWh en été.

Les coûts d'électricité dans cette région sont cependant relativement élevés, soit en moyenne de quelque 19 $ par million (MM) de BTU (EU), environ 7 c. US le kWh. La production d'électricité dans cette région dépend encore des centrales thermiques alimentées au mazout. Lorsque le gaz naturel est disponible pour le chauffage (et sa disponibilité est limitée), il est beaucoup moins cher soit environ 5 $ US par MCF ou 8 $ par MM BTU d'énergie tertiaire.

Parce qu'il n'existe aucune raison d'adopter le chauffage hybride à l'électricité et au mazout lorsque l'électricité elle-même est alimentée par le pétrole, toute tentative de commercialisation devrait se faire sur une double base, c'est-à-dire que l'équipement nécessaire au chauffage hybride et l'électricité pour faire fonctionner cet équipement devraient être offerts aux services d'électricité américains des régions où il est possible de transporter l'électricité canadienne, en utilisant les surplus des capacités de production du Canada. Il faudra peut-être vendre l'électricité en ayant recours à des incitations financières (tarifs hors pointe), mais puisque le délestage est possible (Hybride II), cela ne constituerait pas un obstacle insurmontable. Par ailleurs, les centrales canadiennes qui produisent de l'électricité pour répondre à la demande minimale et qui sont situées près des frontières, pourraient offrir cette électricité pour répondre à la demande relativement

stable, à leur tarif canadien moyen, lequel serait moins cher que les tarifs moyens d'électricité et les coûts du chauffage au mazout aux États-Unis (comme nous l'avons déjà mentionné, le gaz n'est pas disponible sur ces marchés).

Les trois régions de la partie supérieure du Centre-Ouest, des plaines du Nord et du Nord-Ouest du Pacifique constituent définitivement un marché pour l'équipement de chauffage hybride, compte tenu ou non de l'exportation d'électricité. Il y a 2 millions et demi d'unités résidentielles chauffées au mazout dans ces trois régions. Les périodes de pointe surviennent généralement en hiver pour les services d'électricité locaux. Au Michigan, par exemple, les ventes d'électricité sont en moyenne 5 p. 100 supérieures en janvier à celles qu'on observe en juillet, 17 p. 100 au Montana et 17 p. 100 dans l'État de Washington. Le climat est semblable à celui des régions canadiennes limitrophes. On observe parfois des températures de -30°C à Chicago, mais la température est habituellement comparable à la saison de chauffage de 3 800 degrés-jours de Toronto. Les états des plaines du Nord partagent les hivers rigoureux des Prairies canadiennes. Le long de la côte du Pacifique, il y a peu de différence entre les climats de Seattle et de Vancouver.

Les services d'électricité des États-Unis dans ces régions utilisent l'énergie thermique (charbon) et des ressources hydrauliques pour la production d'électricité. Ces ressources permettent généralement à l'électricité de mieux soutenir la concurrence des autres combustibles, par exemple le gaz naturel. En outre, il n'existe, à proximité de ces régions, aucun excédent important d'électricité canadienne à exporter. Tous ces facteurs pris en compte, ces régions présentent des possibilités commerciales pour les systèmes de chauffage hybride.

La Minnkota Power opère elle-même dans la région des plaines du Nord et, comme nous l'avons déjà mentionné, ce service d'électricité a mis au point avec succès des systèmes de chauffage hybride. La Minnkota Power tente activement d'intéresser au chauffage hybride (bi-énergie) les autres services d'électricité de l'Iowa, du Nebraska et des régions avoisinantes. Un fabricant canadien d'équipement de chauffage hybride a déjà fait la promotion de ses produits sur le marché, avec un certain succès, semble-t-il. Le circuit interne de délestage du modèle canadien a apparemment permis de réduire le coût d'installation pour le consommateur parce que, dans la plupart des cas, il n'est pas nécessaire d'améliorer l'entrée de l'électricité. Les utilisateurs du système bi-énergies de Minnkota ont installé un câblage de 200 A communément associé au chauffage tout à l'électricité, même s'ils possédaient un système de chauffage de complément alimenté par combustible fossile. Par conséquent, les fabricants de systèmes canadiens ont des chances de s'approprier une bonne part du marché s'ils font une promotion active de ces systèmes.

Somme toute, si tous les consommateurs de ces régions remplaçaient leur mode de chauffage au mazout par un système hybride au mazout et à l'électricité, les services d'électricité pourraient vendre 65 millions de kWh d'électricité de plus par année. À l'heure actuelle, le prix de l'électricité dans ces régions varie de 8 $ à 13 $/MM BTU, tandis que le prix du gaz varie de 5,50 $ à 8 $ par MM BTU d'énergie tertiaire, en tenant compte des pertes de la chaudière. Le tarif différentiel pourrait donc servir d'incitation relativement modeste et rendre le chauffage hybride concurrentiel.

Finalement, la région du Chesapeake (la Virginie occidentale, la Virginie, comme le Tennessee et les régions avoisinantes) présente une possibilité marginale. La demande maximale survient en hiver (dans ces états, ainsi qu'en Caroline du Nord et au Kentucky, les ventes sont plus importantes en hiver qu'en été), mais le climat doux a autrefois encouragé l'installation de pompes à chaleur. Environ 1,3 million d'unités sont encore chauffées au mazout dans la région. Le coût moyen de l'électricité est de 14 $ par MM BTU, tandis que celui du gaz est d'environ 4,50 $ par MM BTU ou 7 $ par MM BTU d'énergie tertiaire. Pour faire concurrence au gaz, il faudrait donc accorder un rabais considérable pour l'électricité hors pointe destinée au chauffage hybride. L'électricité produite par le charbon et les centrales hydrauliques ne permettra peut-être pas d'accorder de telles incitations. Il faudrait que l'électricité provienne de sources locales, puisque la région semble située au-delà des possibilités de transport d'électricité du Canada.

Pour résumer, il est possible de pressentir un marché trois fois plus grand aux États-Unis qu'au Canada pour les systèmes de chauffage hybride au mazout et à l'électricité et ce, en tenant compte du seul secteur résidentiel. Pourtant, pour des raisons de coûts, de climat et de diversification de la production d'électricité, les possibilités de commercialisation des systèmes hybrides aux États-Unis sont moins encourageantes qu'au Canada. Cependant, il suffirait de peu pour que ce marché soit important. En se fondant sur les coûts et les aspects techniques, les fabricants canadiens sont bien placés pour conquérir ce marché. En outre, il existe certaines possibilités d'exportation de l'électricité canadienne pour servir au chauffage hybride, si l'on arrive à mettre au point une bonne stratégie de commercialisation.

NOTES DU CHAPITRE QUATRE

1. Les expériences faites par EACL, Ontario Hydro et Hydro-Québec au cours de leurs divers essais.

2. Ce gain supplémentaire aurait aussi pu entrer en ligne de compte dans les sections précédentes traitant de la sécurité énergétique au Canada. Cependant, nous ne l'avons pas inclu de façon précise.

3. Toute l'électricité nécessaire au système hybride n'aurait pas, à court terme, été produite par les ressources indigènes de l'Ontario. La majeure partie de cette électricité proviendrait des centrales alimentées au charbon. Le charbon est beaucoup moins cher que le pétrole et, naturellement, à long terme, les centrales nucléaires se présentent comme une option énergétique nationale.

4. La radio-commande est la moins chère, tandis que la commande par ondulation résiduelle est la plus chère. Le coût de l'utilisation de lignes téléphoniques serait presque identique à celui de la radio-commande. Hydro-Québec utilise de très hautes fréquences de transport, ce qui peut faire augmenter les coûts de la commande par ondulation résiduelle; cependant, Ontario Hydro peut trouver cette méthode moins coûteuse.

5. Les centrales hydro-électriques dont les réservoirs peuvent être remplis à l'année signifient des sites de production d'énergie hydro-électrique qui peuvent retenir suffisamment d'eau dans les réservoirs, de sorte que leur puissance prévue puisse être maintenue pendant toutes les saisons, par exemple, pendant la saison hivernale de chauffage. En général, l'eau s'accumule derrière le barrage pendant la fonte des neiges au printemps; la capacité considérable d'accumulation permet d'utiliser cette eau au cours de l'hiver suivant.

6. C'est ce qu'on appelle une contre-réaction ou un problème de tension d'amorçage. La contre-réaction est une des principales raisons pour lesquelles les services d'électricité ne préconisent pas l'adoption de télécommande des charges des chauffe-eau, car la contre-réaction serait importante au moment du rétablissement du courant. Sans autre source de chauffage supplémentaire, l'eau emmagasinée dans les réservoirs domestiques se refroidirait. Lorsque le courant serait rétabli, le thermostat interne des réservoirs ferait immédiatement fonctionner les éléments chauffants. Ces éléments créeraient une charge synchronisée et entraîneraient les problèmes de surtension dans les lignes électriques (contre-réaction). L'effet ne serait pas le même avec le chauffage hybride. La maison serait restée chaude grâce à la chaudière au mazout.

7. Il faut souligner que le coût de remplacement est celui que les services d'électricité doivent prévoir pour l'avenir. Il en coûte actuellement 4 c. le kWh pour faire fonctionner les divers éléments de production. Nous nous servons de ces chiffres pour démontrer comment des modifications futures des caractéristiques de la charge affecteront les coûts réels de l'électricité à l'avenir, en se fondant sur les coûts en dollars de 1982, pour illustrer le niveau des revenus nécessaires.

8. Selon Consumer's Gas, la vente moyenne de gaz pour le chauffage d'une résidence est de 112 000 à 113 000 MPC par année (125 000 à 130 000 MPC si l'eau chaude est aussi comprise). Une petite quantité supplémentaire de gaz servirait à faire fonctionner la lumière témoin.

9. Signalons que le coût de l'équipement des systèmes de chauffage hybride ne reflète pas encore une production massive, ni la concurrence. Bien que, dans le présent rapport, on ait utilisé un coût moyen de 1 100 $ (avant la subvention du PCRP), il se peut qu'en 1985, le coût réel soit inférieur. Le prix de 1 100 $ représente la somme de 600 $ pour le prix de détail de l'équipement et de 500 $ de frais d'installation. Toutefois, une commande globale a été conclue avec le ministère de la Défense nationale au coût unitaire de 400 $ pour chaque appareil de chauffage (chauffe-air d'adjonction). Un ouvrier expérimenté peut facilement installer un chauffe-air d'adjonction en une demi-journée (de 3 à 4 heures). Même si un apprenti aide l'installateur et malgré d'autres frais généraux, tout en supposant un tarif de 50 $ l'heure pour la main-d'oeuvre, les frais d'installation pourraient être réduits à 200 $ par unité en frais de main-d'oeuvre. Une somme supplémentaire de 150 $ devrait suffire à payer les matériaux (par exemple, les circuits électriques) à installer. Le coût total ne serait que de 750 $. Bref, la simplicité relative de la technologie et des procédures d'installation donne à entendre que le prix réel déboursé par le consommateur de l'équipement devrait vraisemblablement baisser à long terme. Par ailleurs, les systèmes au gaz naturel et tout à l'électricité constituent des techniques relativement bien établies dont le coût réel devrait demeurer stable.

10. Les systèmes au gaz naturel peuvent en fait coûter davantage. Des rapports récents indiquent qu'il existe des problèmes de condensation du gaz dans la cheminée des bâtiments qui étaient auparavant chauffés au mazout. Le gaz peut se vaporiser et, parce qu'il est plus lourd que l'air, être aspiré dans la maison. Un dispositif à air comprimé pour éliminer ce problème peut ajouter de 350 $ à 500 $ à

l'installation. Les chaudières à condensation à haute efficacité sont encore plus chères (3 500 $).

11. Le lecteur peut être intéressé aux tarifs de la Minnkota Power. La puissance disponible est vendue à 4,0 c. le kWh (EU), tandis que la puissance qui peut être interrompue dans les systèmes de chauffage hybride est vendue à 2,4 c. le kWh (EU). Ces tarifs sont très bas pour des services d'électricité américains. Les tarifs de l'électricité aux États-Unis sont en moyenne de 5,98 c. le kWh (EU). La Minnkota Power utilise essentiellement l'énergie thermique (charbon).

12. Les services d'électricité peuvent être forcés d'offrir une incitation à l'égard des systèmes hybrides afin de faire une plus grande concurrence au gaz naturel. La principale raison est le contrôle du marché du chauffage de l'eau. Le chauffe-eau est une charge positive pour les deux types de service puisqu'il est utilisé tout au long de l'année (charge minimale). Lorsqu'un consommateur convertit son système de chauffage au gaz, on l'encourage aussi à utiliser le gaz pour le chauffage de l'eau au désavantage des services d'électricité. Si ces derniers encouragent l'adoption des systèmes hybrides, ils ne perdront pas le marché des chauffe-eau.

13. En 1981, les réacteurs de Ontario Hydro ont tenu les six premières places pour le rendement parmi les 130 grands réacteurs nucléaires commerciaux du monde.

14. Barry Bruce-Briggs, *Preliminary Survey for Hybrid Heating in the U.S. Market*. Rapport préparé par le MEST.

CHAPITRE CINQ : LES SYSTÈMES HYBRIDES ET LE GAZ NATUREL

À cause de sa compétitivité, le chauffage hybride électricité-mazout, là où il est disponible, limitera l'expansion des ventes de gaz naturel ou amènera les services d'électricité à rajuster leurs prix pour protéger leur part du marché. D'une façon ou d'une autre, la disponibilité du chauffage hybride réduira les revenus des producteurs qui ont engagé de forts investissements pour découvrir du gaz naturel et l'acheminer vers le marché; elle réduira également les redevances provinciales sur les ventes de gaz naturel. Heureusement, toutefois, plusieurs autres utilisations rentables s'offrent à ce produit.

Il existe un important marché industriel pour le gaz naturel qui, contrairement au marché résidentiel, n'est pas saisonnier, mais régulier, et constitue ainsi une forte demande de charge minimale. Si les immobilisations qu'entraînent la conversion et le prix du gaz naturel rendent le changement rentable, les industries canadiennes manifesteront de l'intérêt pour le gaz naturel, dont les réserves nationales sont sûres et abondantes, pour répondre à leurs besoins de chaleur industrielle.

La demande de gaz naturel, comme celle d'électricité, est assujettie à des variations quotidiennes et saisonnières. De même, à cause des coûts fixes élevés, qui comprennent les engagements contractuels d'achat envers les grossistes et une infrastructure chère (pour le transport, l'entreposage et la distribution) à l'égard de laquelle l'intérêt doit être payé, indépendamment du fait qu'elle soit utilisée à pleine capacité, les services de gaz naturel ont besoin de facteurs élevés d'utilisation de la charge et d'utilisation de la puissance pour fonctionner de façon rentable. Tout comme les services d'électricité, ils ont intérêt à adoucir les sommets et à combler les creux de la courbe de demande.

La chaleur industrielle constitue un marché important pour le gaz naturel qui, parce qu'il est interruptible, peut contribuer à équilibrer la demande résidentielle de chauffage et, ainsi, contribuer à un facteur élevé d'utilisation de la puissance que requièrent les services. L'adoption d'un système hybride gaz naturel-huiles résiduaires qui fonctionne comme nous l'expliquerons ci-après, peut rendre interruptible le marché industriel : dans des conditions normales (c.-à-d. la majeure partie de l'année), le gaz naturel servirait à la production de chaleur industrielle avec l'appoint des huiles résiduaires entreposées localement. Lorsque le gaz naturel doit être détourné de ses utilisations industrielles, celles-ci pourraient être comblées par des huiles résiduaires. Ces systèmes pourraient être télécommandés.

Il y a cependant lieu de signaler que les services d'électricité qui disposent d'une abondante énergie de base seront disposés à offrir de l'électricité consommée hors pointe à des tarifs préférentiels pour servir à des utilisations industrielles, de même qu'au chauffage. Le cas échéant, on peut prévoir que les industries choisiront les sources d'énergie qui sont les plus économiques, compte tenu des immobilisations et des coûts d'exploitation (y compris les coûts des combustibles), liés aux options disponibles.

Il existe d'autres options que celle du chauffage pour l'utilisation du gaz naturel, spécialement comme charge d'alimentation pour l'industrie pétrochimique. Le gaz naturel peut être converti, entre autres choses, en méthanol pour les moteurs à essence et à diesel. Le méthanol lui-même peut aussi être transformé en essence. De tels carburants sont très chers et il est probable qu'ils seront relativement beaucoup plus rares que les autres produits pétrolifères.

La Ontario Research Foundation a effectué des essais importants et prolongés avec un camion à moteur diesel-méthanol. Le pourcentage élevé de méthanol qui peut s'élever à un tiers pourrait probablement s'accroître sous peu. Une étude récente menée aux États-Unis[1] prévoit que, dans les vingt prochaines années, le taux de croissance du méthanol sera plus élevé que ceux des autres carburants liquides en général.

Le gaz naturel est la matière la moins chère pour la production du méthanol et il semble que des carburants de transport synthétiques canadiens dérivés du gaz naturel seront probablement moins chers que les carburants synthétiques américains dérivés de la liquéfaction du charbon. Il faut toutefois reconnaître que d'immenses quantités de méthane sont actuellement brûlées dans les principaux gisements pétroliers du monde et que, si les producteurs du Moyen-Orient décidaient que les avantages à tirer de cette importante source perdue d'énergie étaient tels que la transformation de ce produit en méthanol était justifié, le gaz naturel canadien ferait alors face à une vive concurrence en tant que produit de base.

NOTES DU CHAPITRE CINQ

1. Source : Cook, Paul A.C. et Gilbert M. Rodgers, *Methanol Demand and Supply: New Technological Alternatives*, Compte rendu de la 9e conférence sur la technologie de l'énergie, du 16 au 18 février 1982, Government Institutes Inc. Washington (D.C.).

CHAPITRE SIX : UNE CONCEPTION FÉDÉRALE DU CHAUFFAGE HYBRIDE

La conception que l'on entretient actuellement à l'égard de l'utilisation de l'énergie en général, et de celle de l'électricité en particulier, a pris naissance à une époque où les approvisionnements semblaient pratiquement inépuisables. Le pétrole brut était sûr et bon marché et les taux d'intérêt étaient faibles. Dans ces circonstances, rien n'incitait à considérer les systèmes hybrides et leurs avantages. Toutefois, depuis la crise du pétrole du Moyen-Orient au début des années 70, l'approvisionnement en pétrole est devenu incertain et, malgré la baisse récente par rapport à des sommets jamais atteints auparavant, le prix de ce produit a été décuplé bien des fois. Les prix des autres formes d'énergie ont aussi augmenté sensiblement, suivant en cela ceux du pétrole. Sont venus s'ajouter des taux d'intérêt élevés et une inflation continue qui ont rendu plus important que jamais le fait de veiller à ce que le système énergétique global du Canada soit exploité de la façon la plus efficace, pour éviter que les marchés de capitaux ne subissent des pressions indues. Toutefois, puisque cette évolution est si récente, il n'est pas étonnant qu'on commence seulement à apprécier les possibilités du chauffage hybride et que les politiques, les programmes et les mesures favorisant sa promotion n'aient été mis de l'avant que récemment.

Le "Programme bi-énergie" d'Hydro-Québec a été rendu public le 1er novembre 1982. Comme nous l'avons signalé précédemment, il offre de fortes incitations financières pour adjoindre des éléments chauffants à commande thermostatique dans la chambre d'air chaud des générateurs au mazout, dans les maisons unifamiliales. Les services d'électricité prévoient convertir 28 000 foyers au chauffage hybride électricité-mazout en 1983 et encore 48 000 en 1984. Ontario Hydro a aussi annoncé, le 28 mars 1983, un programme visant à encourager l'adoption du chauffage hybride électricité-mazout par l'adjonction d'éléments chauffants dans la chambre d'air chaud des générateurs.

Le gouvernement fédéral devrait accueillir favorablement les mesures prises par Hydro-Québec et Ontario Hydro. Dans le cas du Québec, on pourrait épargner au moins 672 000 barils de pétrole durant la saison de chauffage 1983-1984 et 1 824 000 barils en 1984-1985. (On ne connaît pas encore les prévisions relatives à la conversion et les économies de mazout qui en résulteront pour l'Ontario). En outre, les dispositifs de transfert à commande thermostatique qui sont installés à l'équipement de chauffage des résidences particulières peuvent facilement être adaptés à des dispositifs de transfert télécommandés par la compagnie de services publics après que Hydro-Québec et Ontario Hydro les auront adoptés.

À court terme : 1° le consommateur peut convertir son système au chauffage hybride à très peu de frais et recourir à l'électricité qui est moins chère que le pétrole pour la majorité de ses besoins; 2° Hydro-Québec et Ontario Hydro augmenteront leurs ventes considérablement durant les périodes hors pointe lorsqu'un surplus d'électricité peut être produit à peu de frais; 3° les importations canadiennes de pétrole diminueront de façon significative, de même que les paiements d'indemnisation des importateurs de pétrole qui leur sont liés; 4° Hydro-Québec et Ontario Hydro n'auront pas à accroître la taille de leurs centrales pour répondre aux périodes de pointe de la demande.

À long terme : 1° le consommateur du Québec profitera de tarifs préférentiels hors pointe pour l'électricité; 2° Hydro-Québec et, si elle le désire, Ontario Hydro seront en mesure d'éliminer les périodes de pointe de la demande du chauffage tout à l'électricité; 3° les importations canadiennes de pétrole diminueront encore davantage; et 4° les pressions qu'exerceront Hydro-Québec et Ontario Hydro sur les marchés de capitaux seront moindres qu'elles ne l'auraient été autrement.

L'industrie du gaz naturel peut donc s'attendre à perdre, au profit de l'électricité, une part importante des gains qu'elle avait anticipé réaliser sur les marchés du chauffage résidentiel au Québec et en Ontario; c'est là un problème sur lequel il faudra se pencher.

Par suite de l'utilisation plus efficace des systèmes énergétiques du Canada, le chauffage hybride électricité-mazout contribuera à maintenir à la baisse le prix de l'énergie au Canada par rapport aux prix en vigueur dans les autres pays; le secteur industriel profitera ainsi d'une compétitivité accrue et notre capacité de pénétrer les marchés étrangers se trouvera augmentée. Un tel avantage nous échoit principalement à cause de la disponibilité au Canada de quantités importantes d'électricité de charge minimale, à bon marché : il ne peut donc être partagé que par les pays qui disposent des mêmes ressources, ce qui nous donne la préséance sur la plupart de nos concurrents sur les marchés étranger.

En résumé, l'adoption accélérée et généralisée du chauffage hybride électricité-mazout dans les foyers canadiens auraient les effets suivants : 1° aider à atteindre la sécurité nationale des approvisonnements en énergie et l'autosuffisance en réduisant rapidement la dépendance du Canada à l'égard du pétrole importé (les chauffe-air d'adjonction permettent de réduire de 80 à 95 p. 100 la quantité de pétrole consommée auparavant); 2° dégager le trésor fédéral des paiements considérables d'indemnisation à verser aux importateurs de pétrole (et, en conséquence, dispenser le gouvernement fédéral de la nécessité de lever les sommes correspondant à ces paiements); 3° permettre aux services d'électricité d'augmenter sensiblement leurs ventes de l'électricité produite par les centrales existantes; 4° reporter à plus tard la nécessité d'investir dans de nouvelles installations de production, de transport et de distribution d'électricité; 5° contribuer à maintenir au plus bas le coût du chauffage pour les consommateurs, *pourvu que*

les tarifs s'appliquant aux périodes hors pointe soient établis à des niveaux appropriés; 6° offrir aux frabricants canadiens de produits électriques des possibilités d'expansion industrielle; et 7° donner à l'industrie canadienne un avantage concurrentiel relatif sur le marché du commerce mondial par le biais des prix plus bas de l'énergie qui accompagneraient l'utilisation plus efficace des systèmes de production de l'électricité. Toutefois, le chauffage hybride pourrait faire perdre des ventes aux producteurs et aux services de gaz naturel si de nouveaux marchés n'étaient pas ouverts au gaz naturel et il pourrait également signifier une activité économique réduite dans les industries qui soutiennent la distribution de gaz naturel.

Bref, en se fondant sur les meilleures projections disponibles de coûts, les données expérimentales et les séries de tests actuels, la présente étude tire la conclusion suivante, à savoir que le système hybride électricité-mazout offre, parmi les divers moyens de chauffage possibles, la plus grande efficacité énergétique et les plus grands avantages financiers pour le Canada.

ANNEXE I

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE TERRE-NEUVE

a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 1 600 MW

b) Pourcentage du chauffage total au mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 70 p. 100.

c) Restrictions provinciales particulières concernant l'usage des systèmes de chauffage hybride:

Le potentiel hors pointe de la Newfoundland Power est indéterminé à l'heure actuelle. L'île de Terre-Neuve utilise une combinaison d'électricité hydraulique et thermique (essentiellement des centrales au mazout). Il peut exister des limites à la capacité hydro-électrique à part celles que nous indiquons. Il y a toutefois déjà des plans pour une interconnexion importante entre le Labrador et l'île de Terre-Neuve qui rendrait possible l'utilisation de la capacité et du potentiel abondants du Labrador dans l'île.

d) Observations:

La province consomme beaucoup de mazout — 77 p. 100 de toute son énergie secondaire. Le potentiel électrique est calculé sur la base du réseau interconnecté seulement (c.-à-d. qu'il ne comprend pas les centrales du Labrador consacrées à la consommation à l'extérieur de la province).

FIGURE 17

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE MAZOUT-ÉLECTRICITÉ À TERRE-NEUVE, 1979-1980

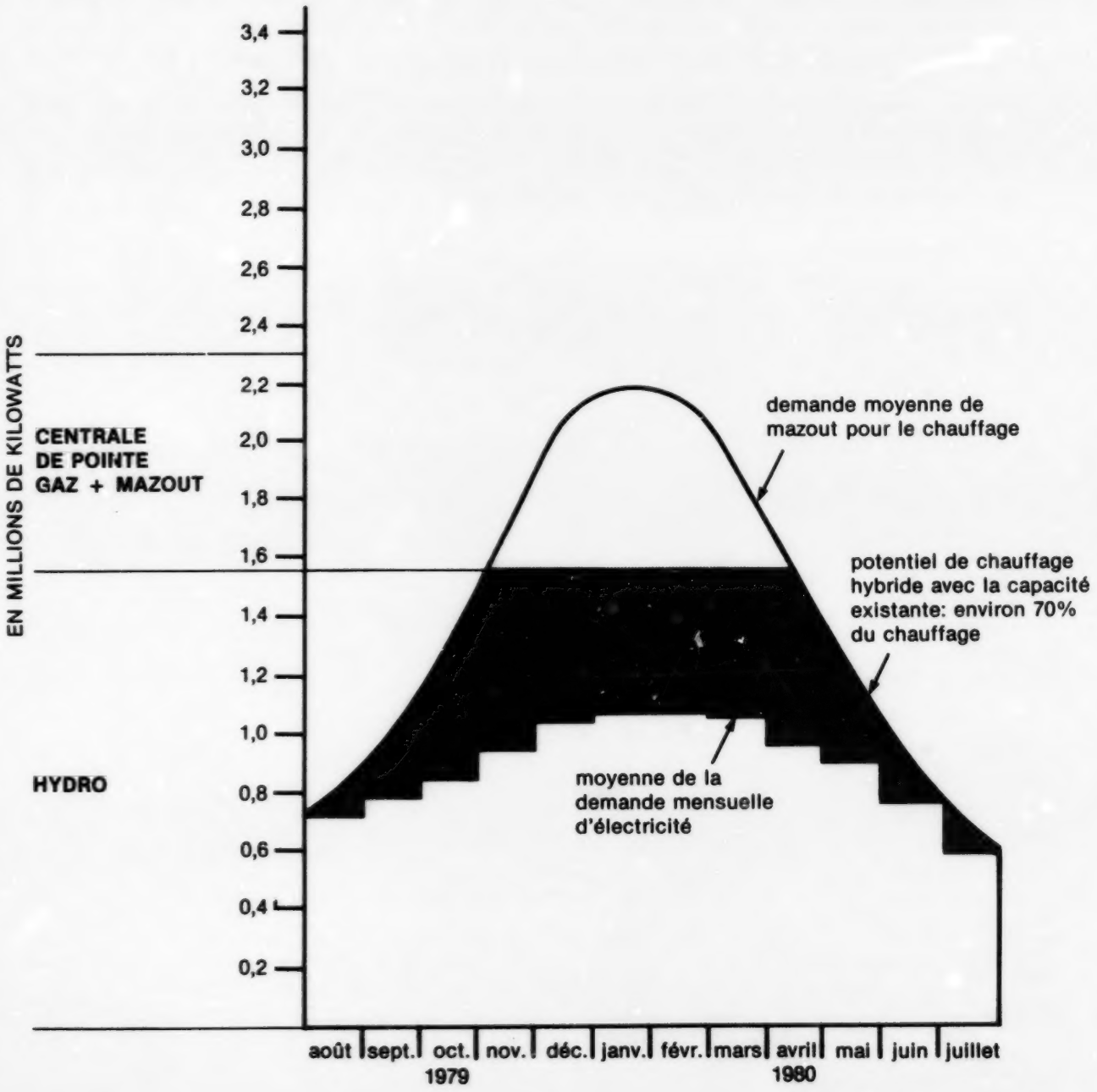
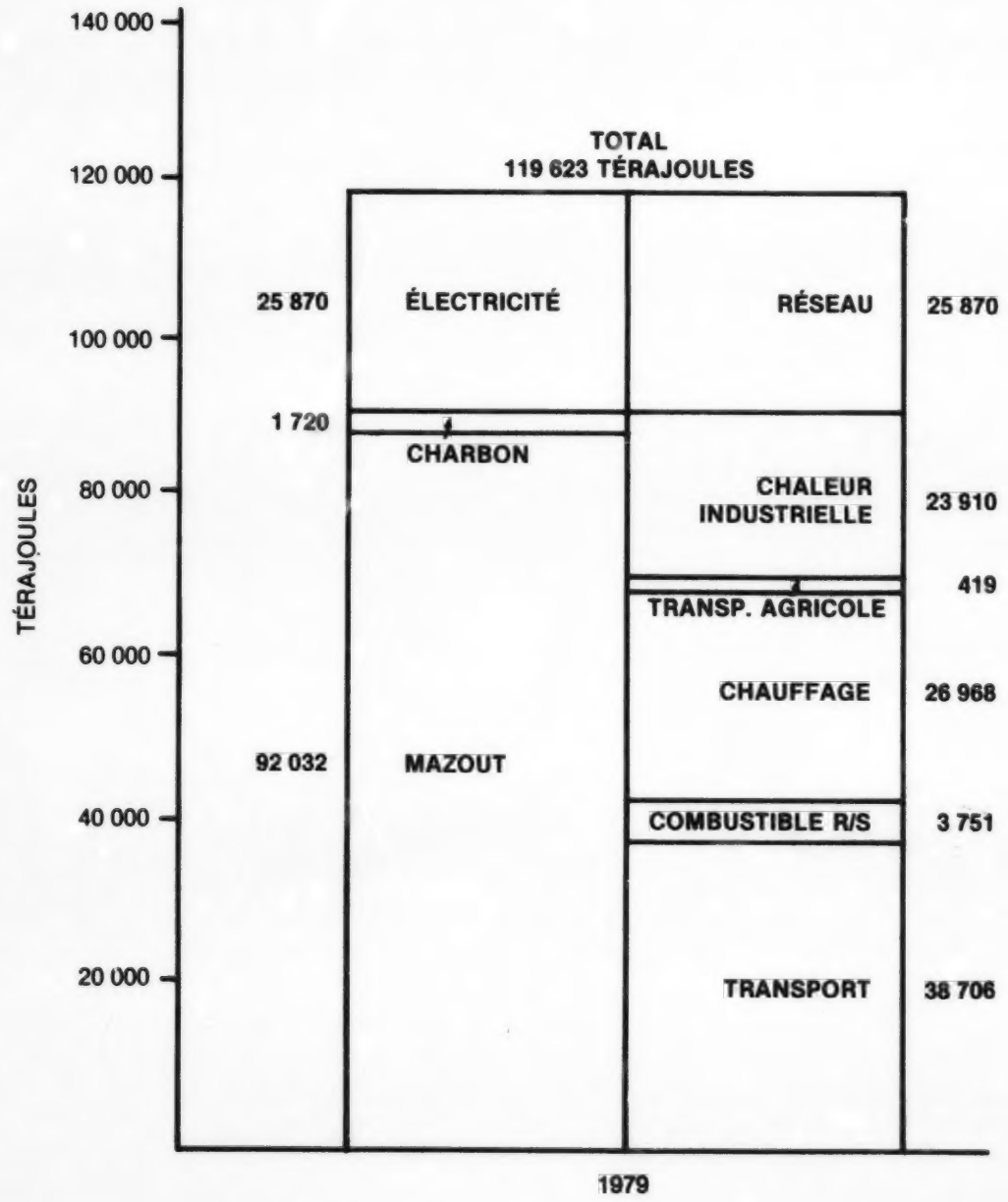


FIGURE 18

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE À TERRE-NEUVE



ANNEXE II

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE

a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 850 MW

b) Pourcentage du chauffage total au mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 11 p. 100.

c) Restrictions provinciales particulières concernant l'usage des systèmes de chauffage hybride :

Les centrales de charge minimale de la province sont alimentées au mazout et pourraient être graduellement converties au charbon, qui convient au chauffage hybride.

d) Observations :

Pour son énergie secondaire, la province dépend de l'approvisionnement en mazout à 78 p. 100.

FIGURE 19

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE MAZOUT-ÉLECTRICITÉ EN NOUVELLE-ÉCOSSE, 1979-1980

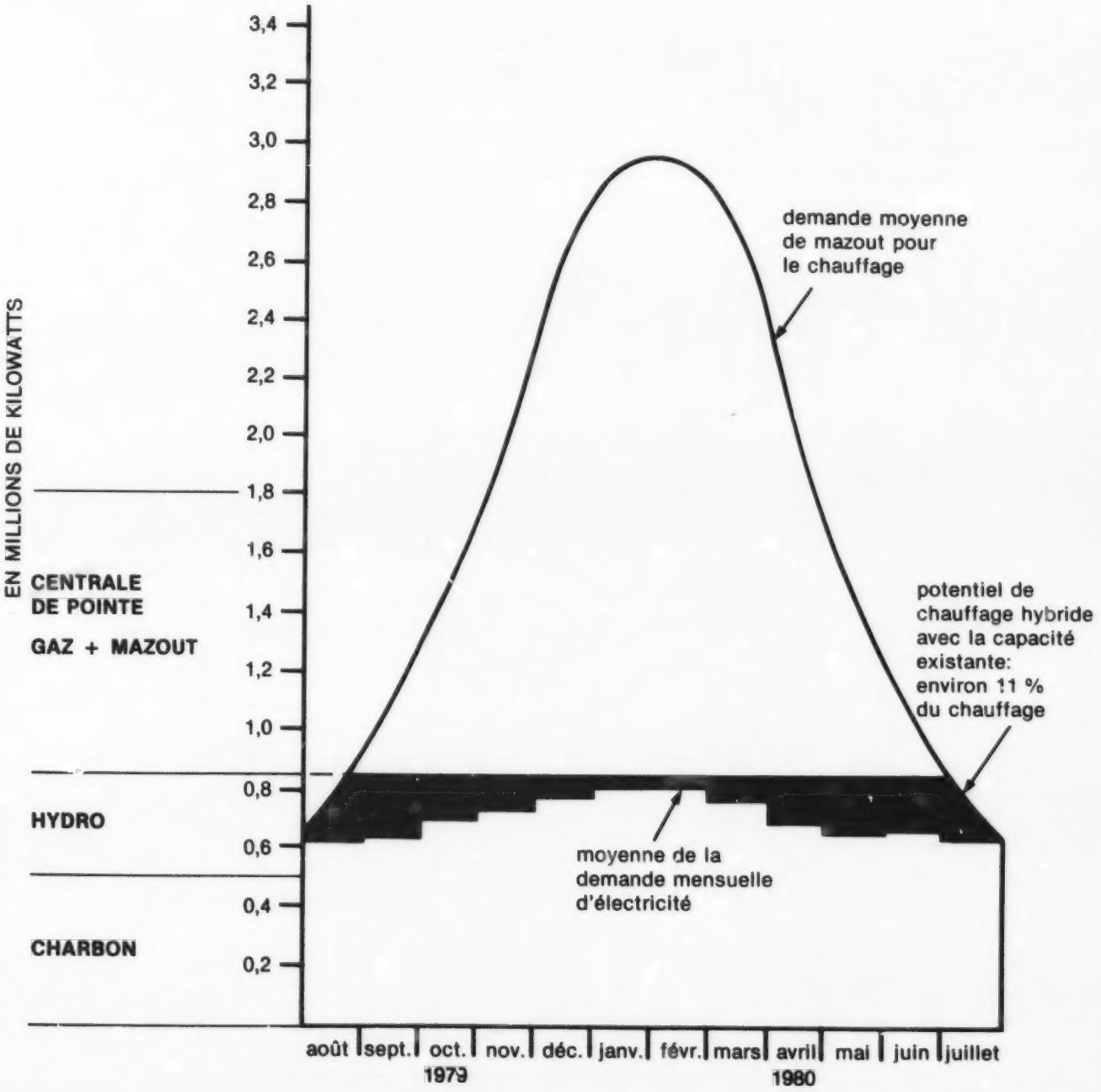
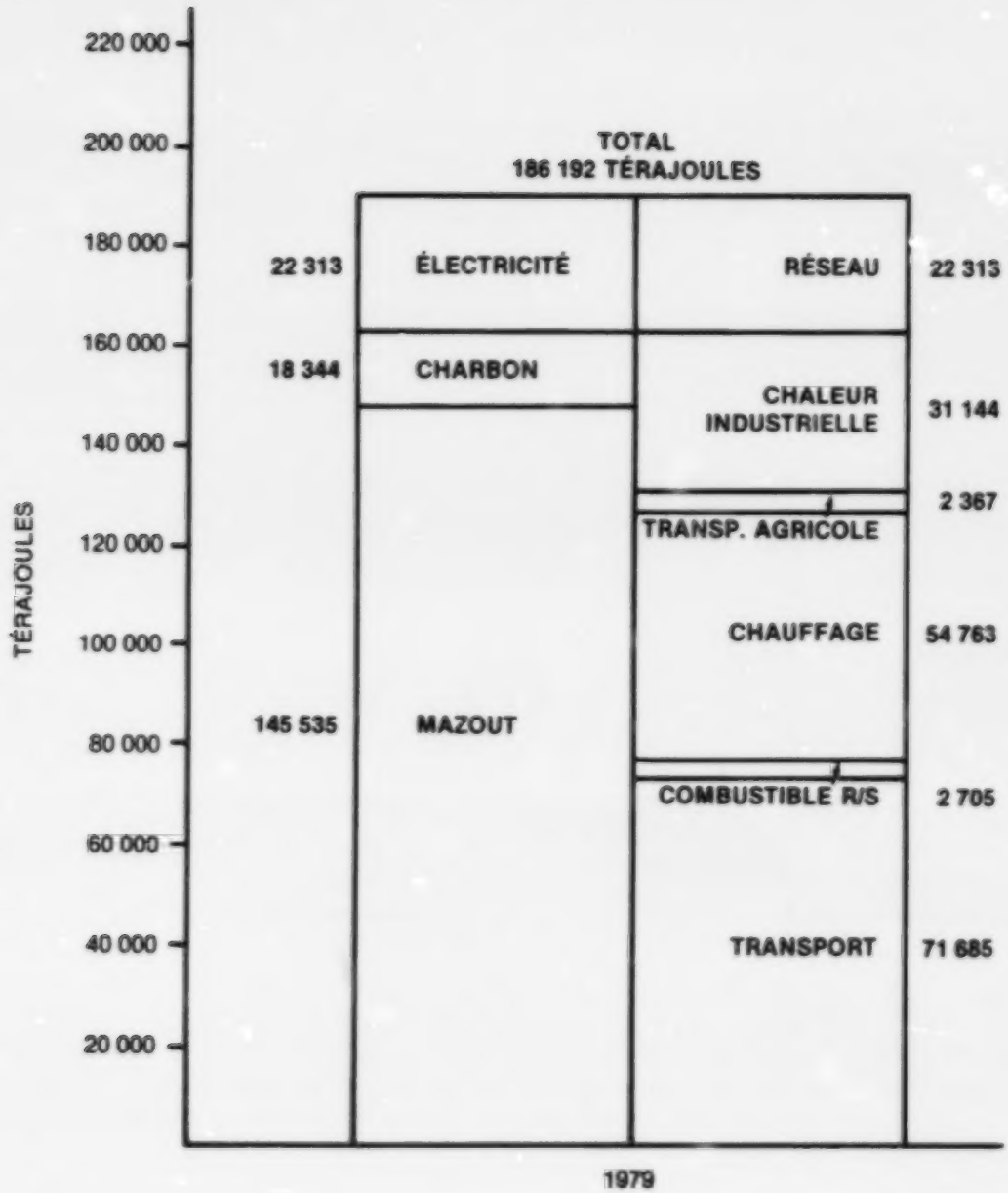


FIGURE 20

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE EN NOUVELLE-ÉCOSSE



ANNEXE III

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DU NOUVEAU-BRUNSWICK (Y COMPRIS L'ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD)

a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 1 100 MW

b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 18 p. 100.

c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

Bien que la capacité de charge minimale non alimentée au mazout était insuffisante dans la province en 1979, la charge minimale supplémentaire du réacteur CANDU de Pointe-Lepreau accroîtra sensiblement le potentiel du système hybride. En mars 1983, le réacteur a atteint 95 p. 100 de sa capacité. De plus, Énergie N.-B. a récemment converti au charbon sa plus grande centrale au mazout. Ces facteurs ont probablement amélioré le potentiel de 1983 du chauffage hybride à 80 p. 100.

d) Observations :

La province dépend beaucoup de son approvisionnement en mazout : 82 p. 100 de l'énergie secondaire.

FIGURE 21

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT AU NOUVEAU-BRUNSWICK, 1979-1980

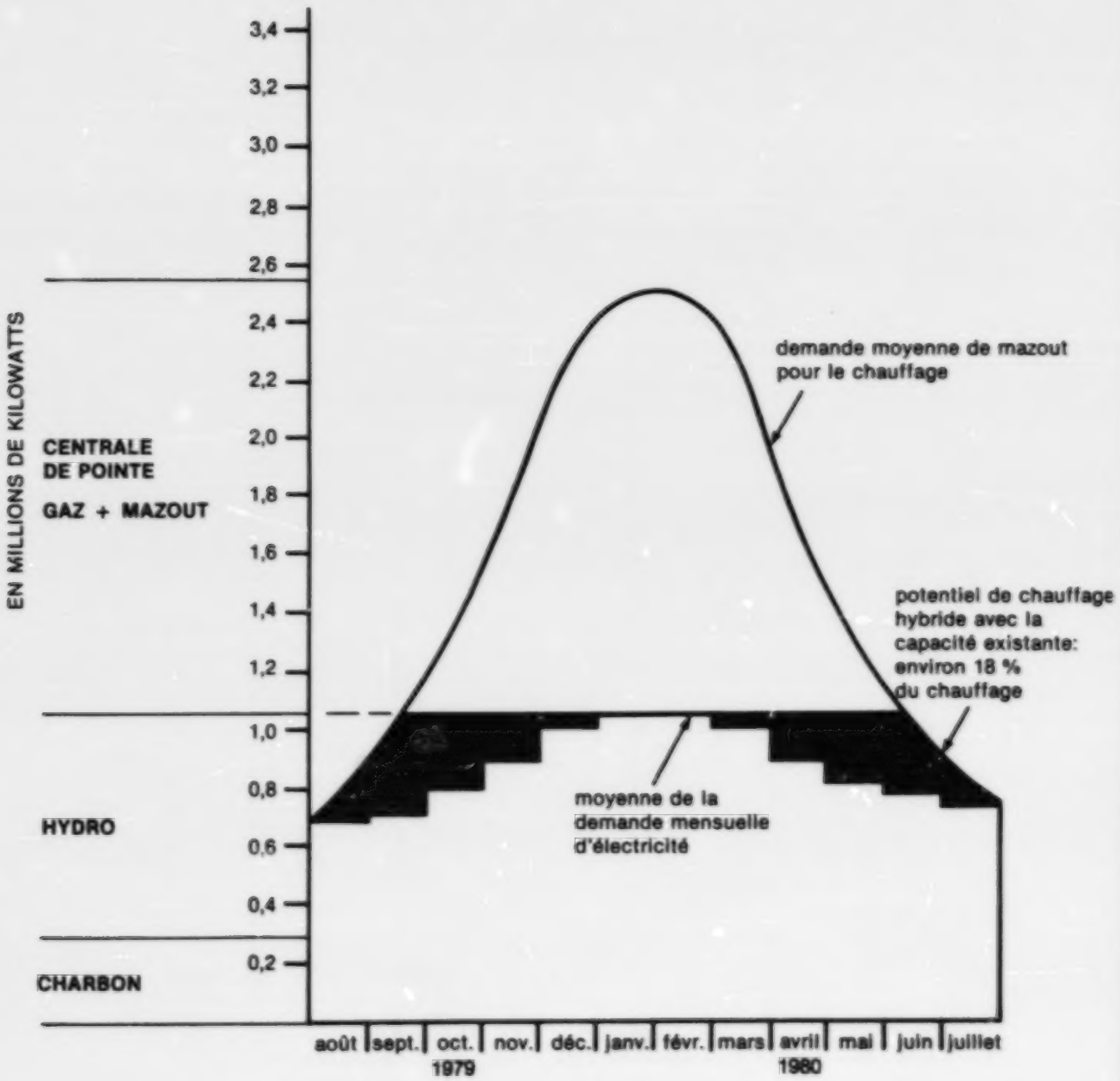
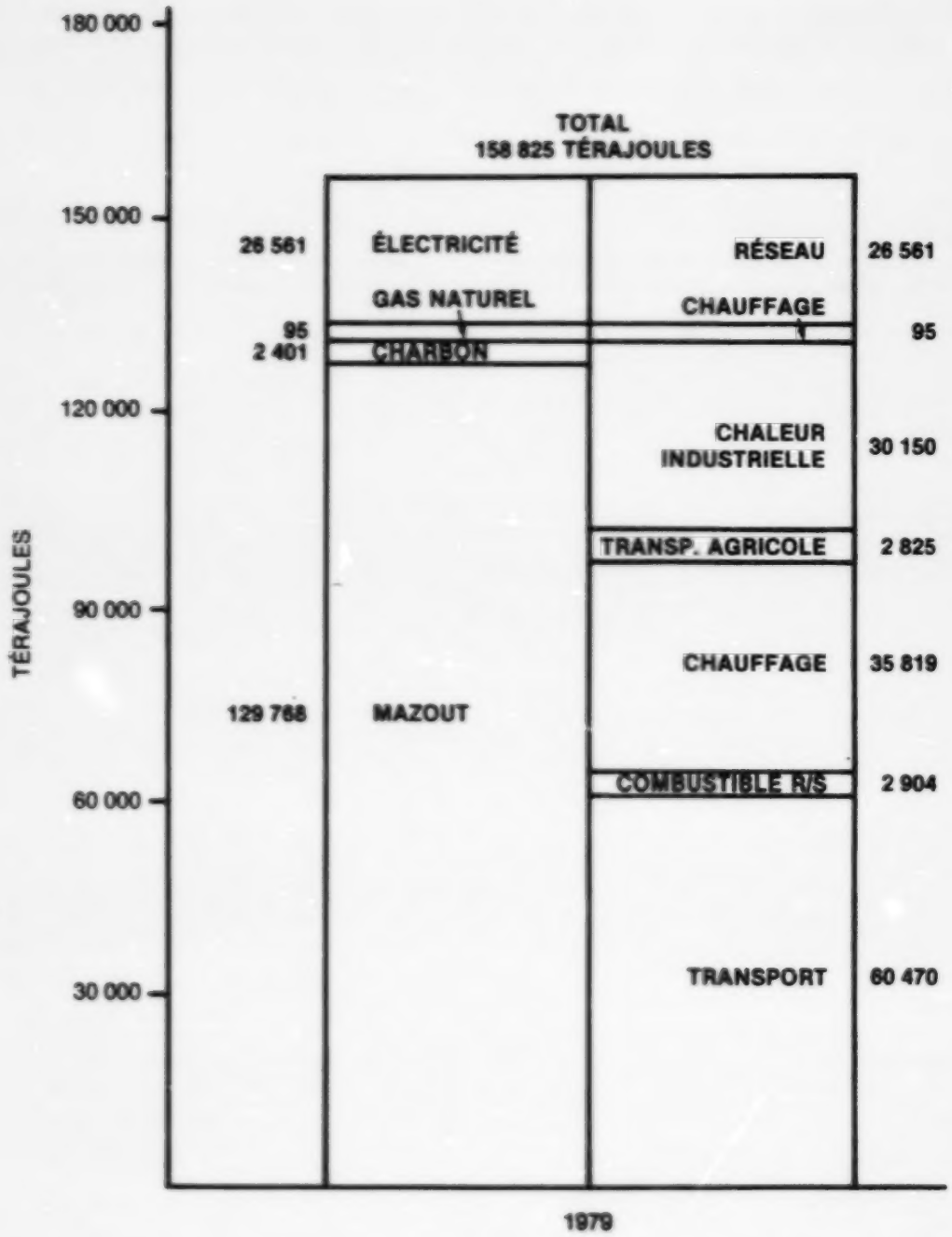


FIGURE 22

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE AU NOUVEAU-BRUNSWICK



ANNEXE IV

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE QUÉBEC

a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 19 000 MW

b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 75 p. 100.

c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

Les systèmes bi-énergie sont une solution idéale pour Hydro-Québec dont les grands réservoirs hydrauliques peuvent produire d'importants surplus d'électricité.

d) Observations :

Hydro-Québec a établi un important programme de stimulation du chauffage hybride qui comprend des subventions non imposables pouvant atteindre 650 $ qui, combinées à des subventions du PCRP fédéral, réduisent en fait les coûts de conversion à zéro. Hydro-Québec a également élaboré une structure tarifaire expérimentale pour un système de type Hybride II, le tarif "E". Plusieurs fabricants sont situés au Québec. Hydro-Québec a reçu plusieurs dizaines de milliers de demandes pour son "Programme bi-énergie", ce qui est considéré comme une très grande réussite.

ANNEXE V

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE L'ONTARIO

a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 21 500 MW

b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 90 p. 100.

c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

Ontario Hydro ajoutera des centrales à charge minimale (CANDU) à sa capacité, ce qui réduira à long terme le coût de l'électricité pour les systèmes hybrides.

d) Observations :

Le service a fait de nombreuses expériences de chauffage hybride à travers la province et vient d'annoncer un programme visant à encourager les consommateurs à convertir leur système de chauffage au mazout à un système hybride électricité-mazout. En vertu de ce programme, toute personne intéressée peut recevoir une subvention non imposable de 200 $ (en sus de la subvention du PCRP fédéral) pour compenser les coûts de la conversion. Parce qu'elle a établi ses propres normes relatives aux chauffe-air d'adjonction et qu'elle a fait fonction d'entrepreneur principal, Ontario Hydro a, en fait, fixé les coûts de la conversion à 1 040 $ par installation. Il en résulte donc un coût direct pour le consommateur de seulement 320 $.

ANNEXE VI

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DU MANITOBA

a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 4 000 MW

b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 96 p. 100.

c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

En général, le service provincial dispose de grands réservoirs d'eau derrière les barrages pour la production des charges minimales, mais une grande partie de l'électricité hors pointe est vendue à d'autres services. De plus, il achète de l'électricité des autres services aux périodes de pointe de la demande.

d) Observations :

Dans le cadre du projet du MEST, une enquête sur les interconnexions de la Société manitobaine d'hydro-électricité et leurs répercussions sur le chauffage hybride a été exécutée par un bureau d'experts-conseils de Winnipeg. Leurs conclusions figurent dans le rapport du MEST.

FIGURE 23

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT AU MANITOBA, 1979-1980

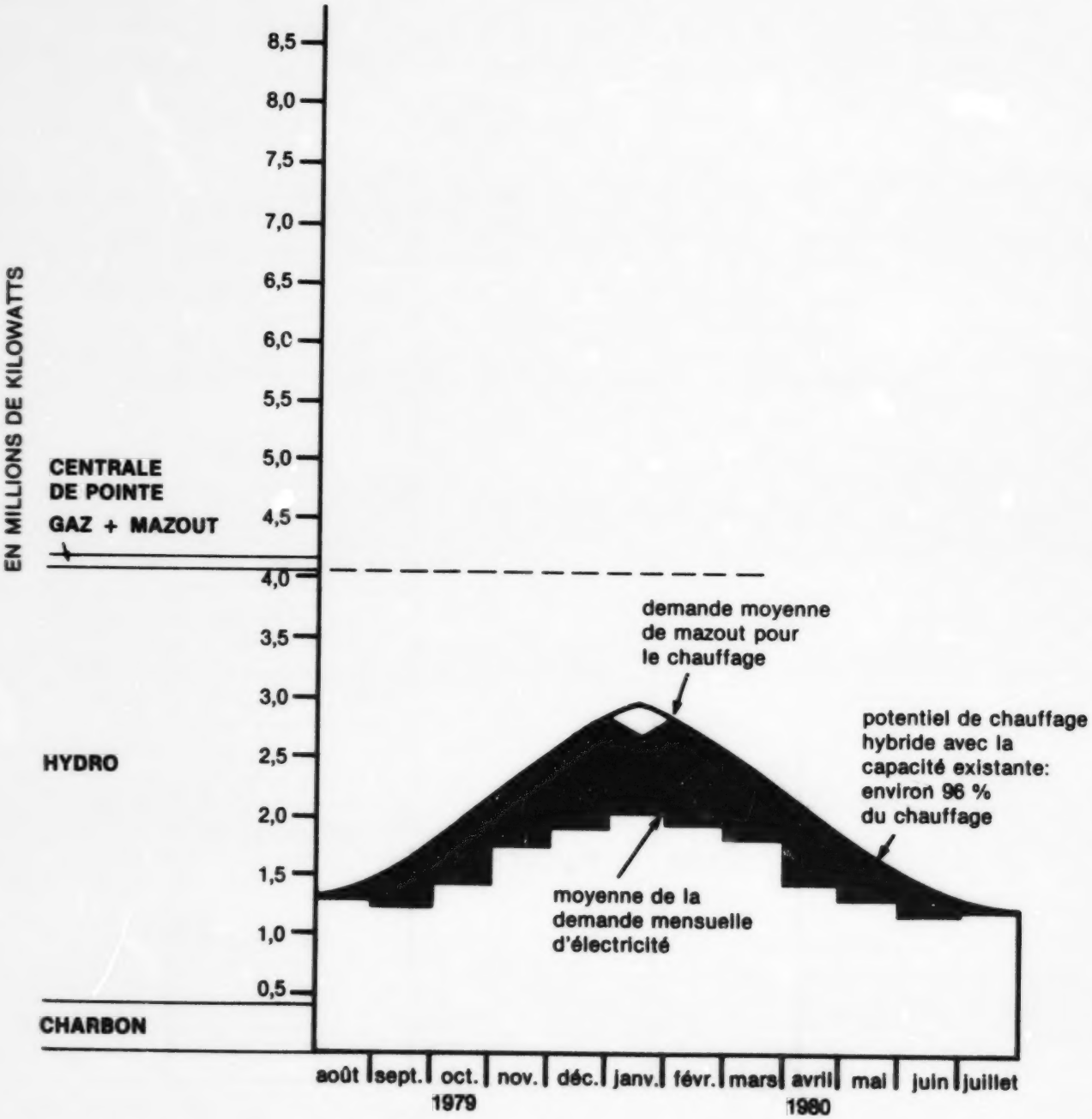
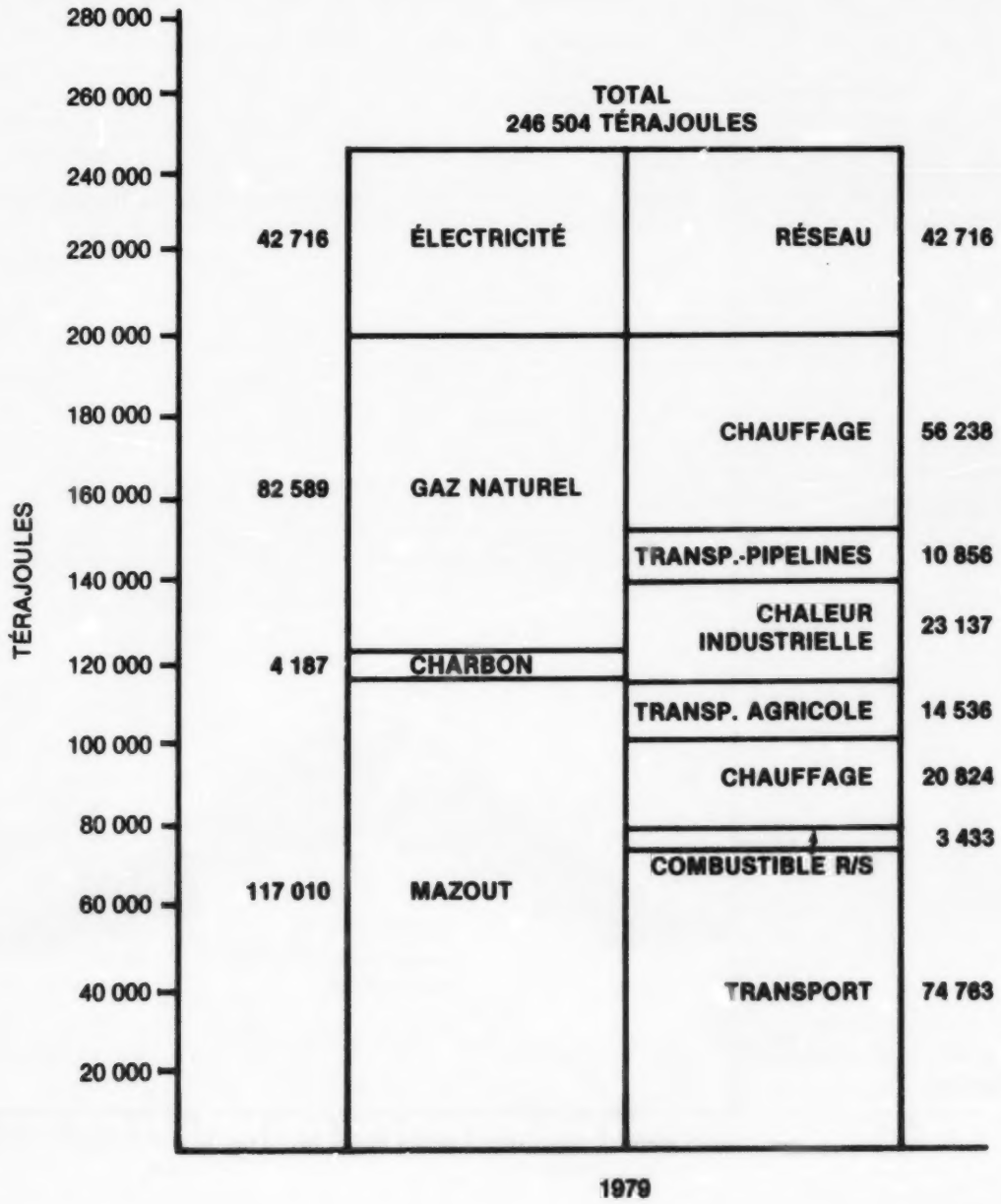


FIGURE 24

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE AU MANITOBA



ANNEXE VII

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA SASKATCHEWAN

a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 1 700 MW

b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 70 p. 100.

c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

Une grande partie des locaux urbains en Saskatchewan sont chauffés au gaz naturel, dont le coût est peu élevé, bien que, dans les zones rurales, un grand nombre de bâtiments sont encore chauffés au mazout.

d) Observations :

La Saskatchewan Power and Light s'intéresse au chauffage hybride et se garde au courant des activités des autres services dans ce domaine.

FIGURE 25

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT EN SASKATCHEWAN, 1979-1980

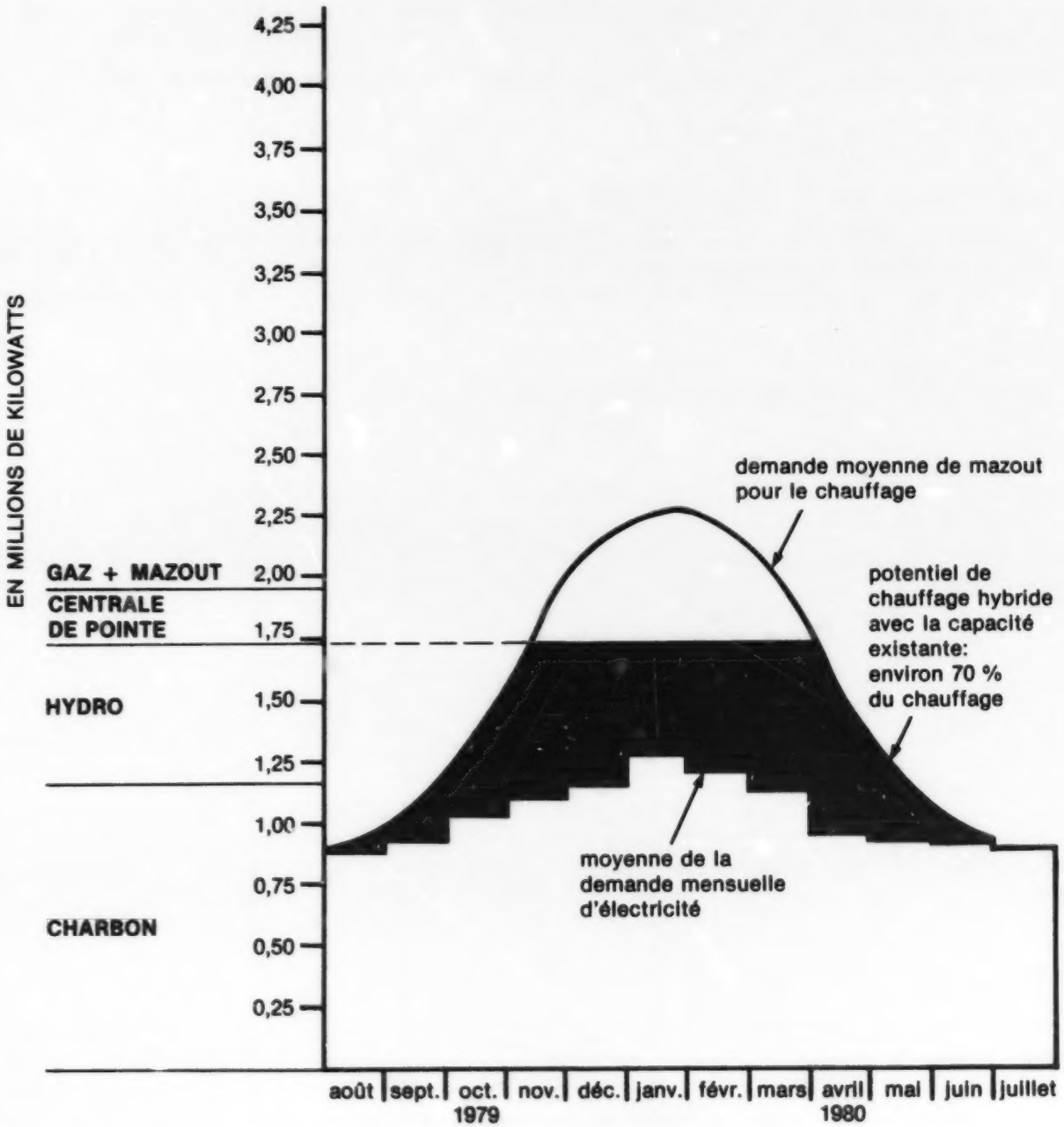
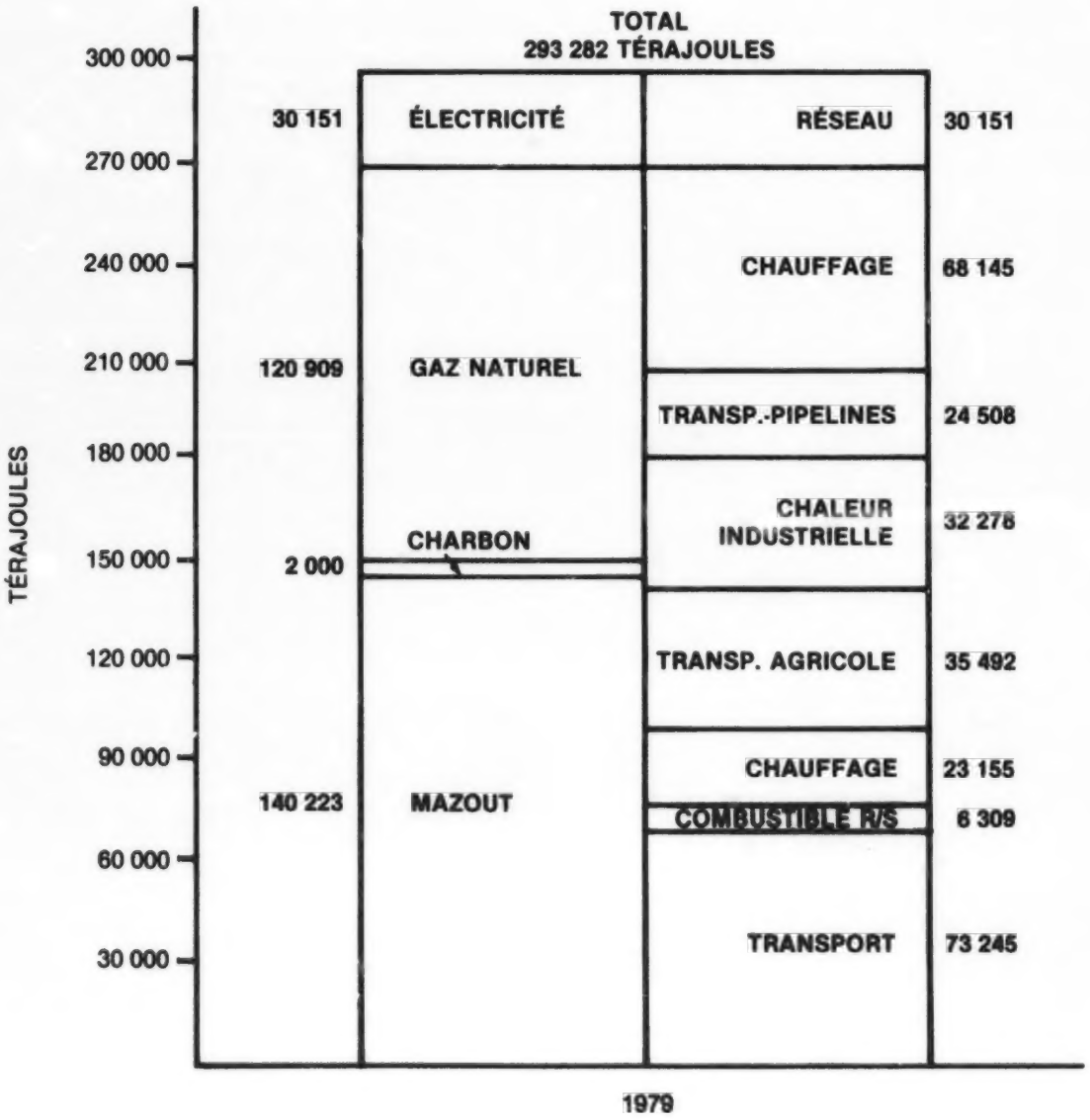


FIGURE 26

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE EN SASKATCHEWAN



ANNEXE VIII

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE L'ALBERTA

a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 3 500 MW

b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 90 p. 100.

c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

Une grande partie des locaux albertains sont chauffés au gaz naturel bon marché extrait en Alberta.

d) Observations :

Les projets futurs de l'Alberta comportent la construction d'une centrale à charge minimale qui permettrait à la province d'utiliser le chauffage hybride pour économiser ses réserves de combustibles fossiles.

FIGURE 27

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT EN ALBERTA, 1979-1980

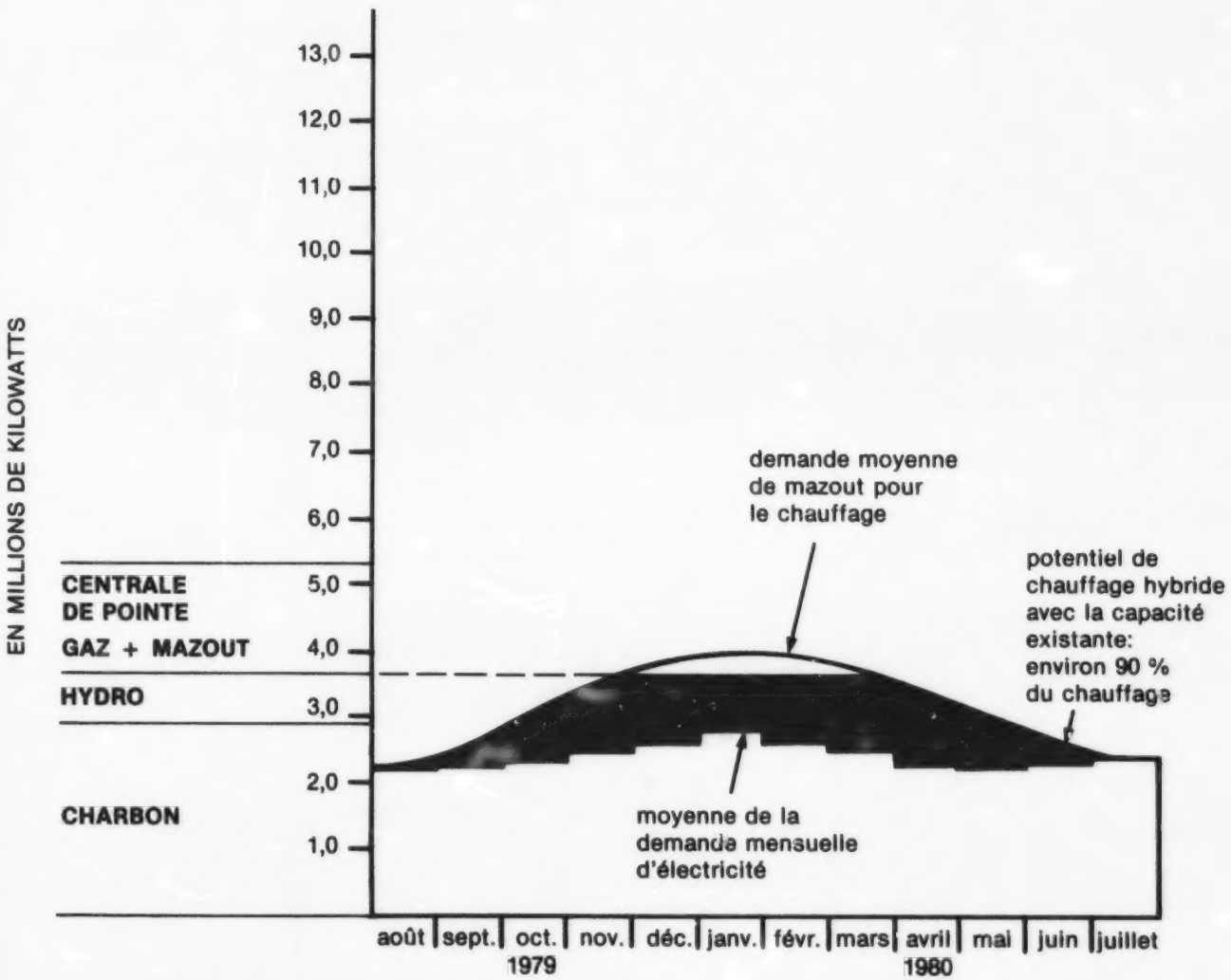
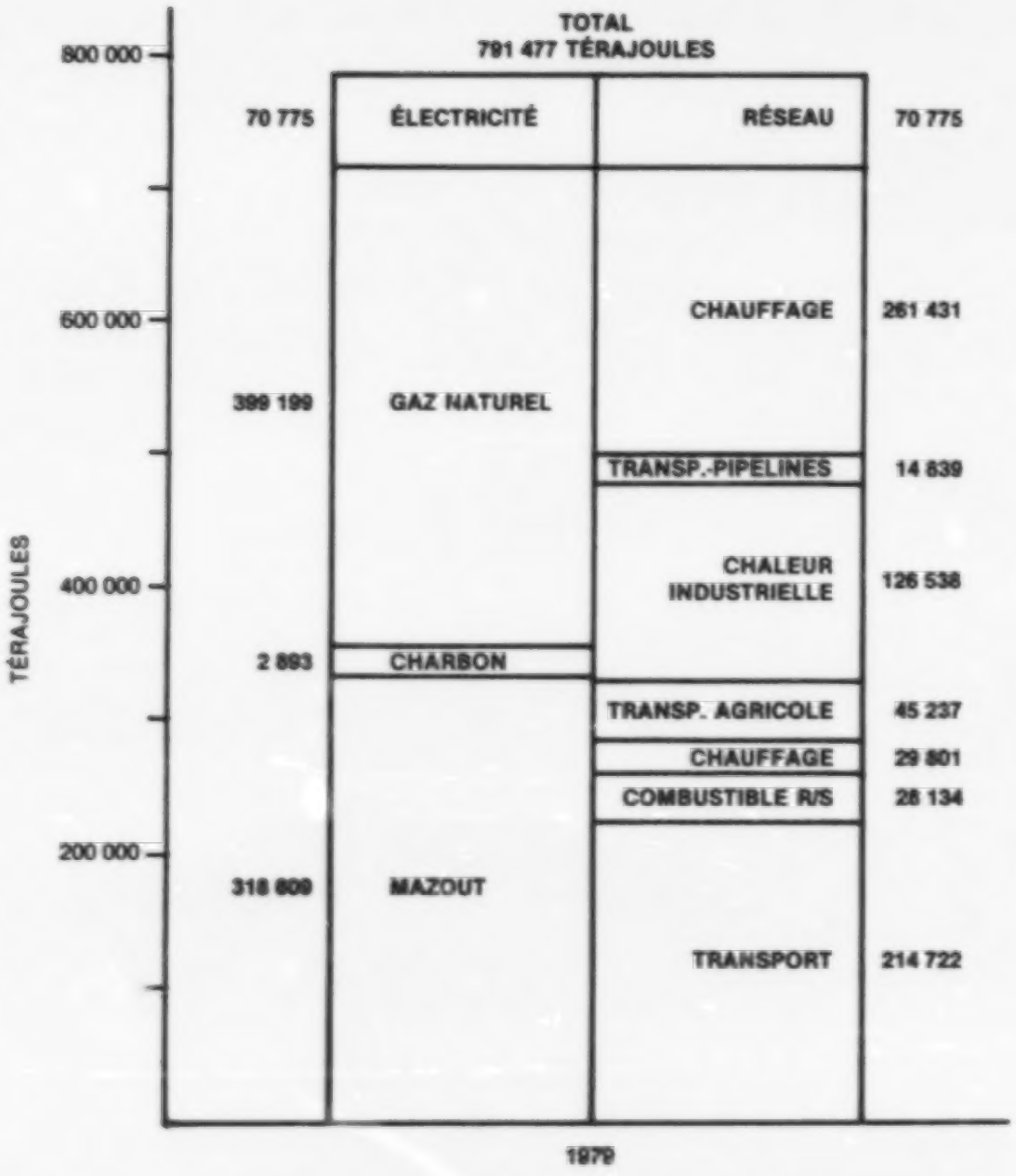


FIGURE 28

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE EN ALBERTA



ANNEXE IX

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LA PROVINCE DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) : 6 100 MW

b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité des centrales à charge minimale (c.-à-d. non alimentées au mazout ou au gaz) avec des systèmes hybrides : 1979, 96 p. 100.

c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

La Colombie-Britannique a connu des problèmes de débit dans ses cours d'eau. Ces problèmes pourraient se produire à nouveau. Cette situation tend à favoriser l'adoption de systèmes hybrides afin de fournir des combustibles de complément durant les années de sécheresse. La technologie CANDU pourrait éviter ce problème.

d) Observations :

Le climat tempéré d'une bonne partie des régions urbaines de la Colombie-Britannique peut rendre attrayante l'option des pompes à chaleur. Le potentiel du chauffage hybride dans l'île de Vancouver est grand, parce qu'on y chauffe actuellement surtout au mazout. On a commencé du travail expérimental dans un projet financé dans le cadre des recherches du MEST.

FIGURE 29

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT EN COLOMBIE-BRITANNIQUE, 1979-1980

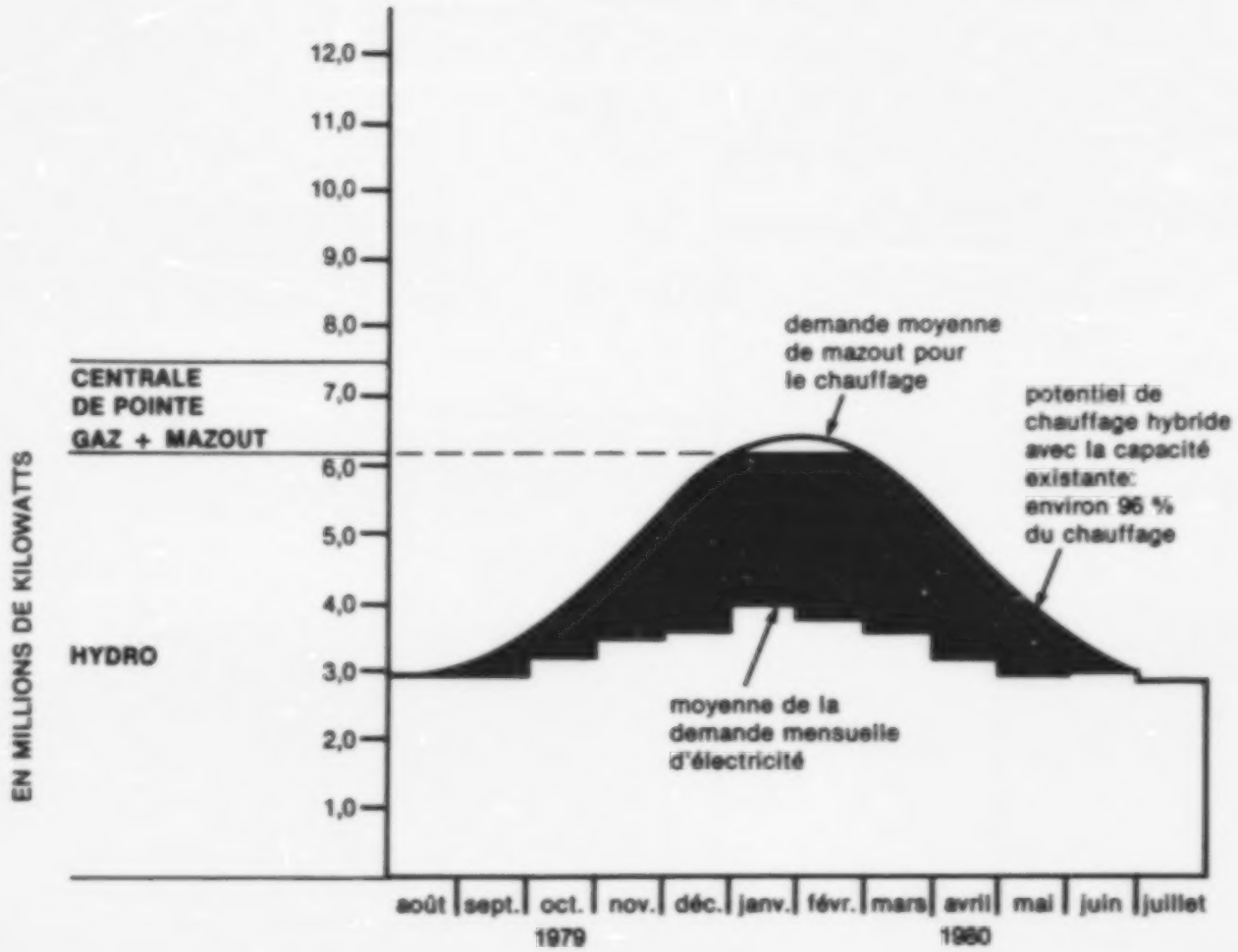
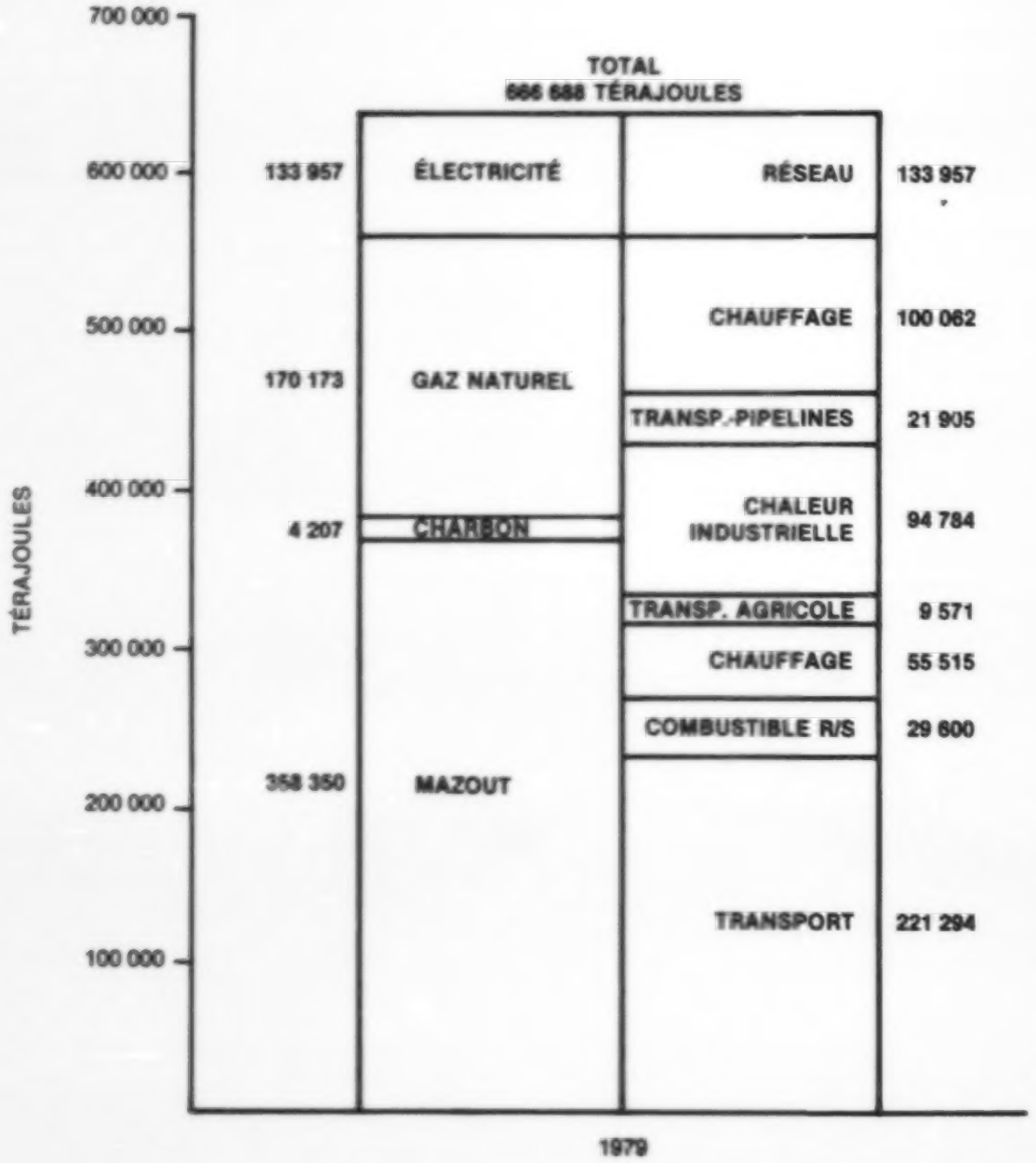


FIGURE 30

ÉTAT GLOBAL DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE EN COLOMBIE-BRITANNIQUE



ANNEXE X

LE POTENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ À DES FINS DE CHAUFFAGE HYBRIDE DANS LE YUKON

a) Centrales électriques en 1979 (sauf les centrales d'appoint au mazout et au gaz) réseau connecté seulement : 58 MW

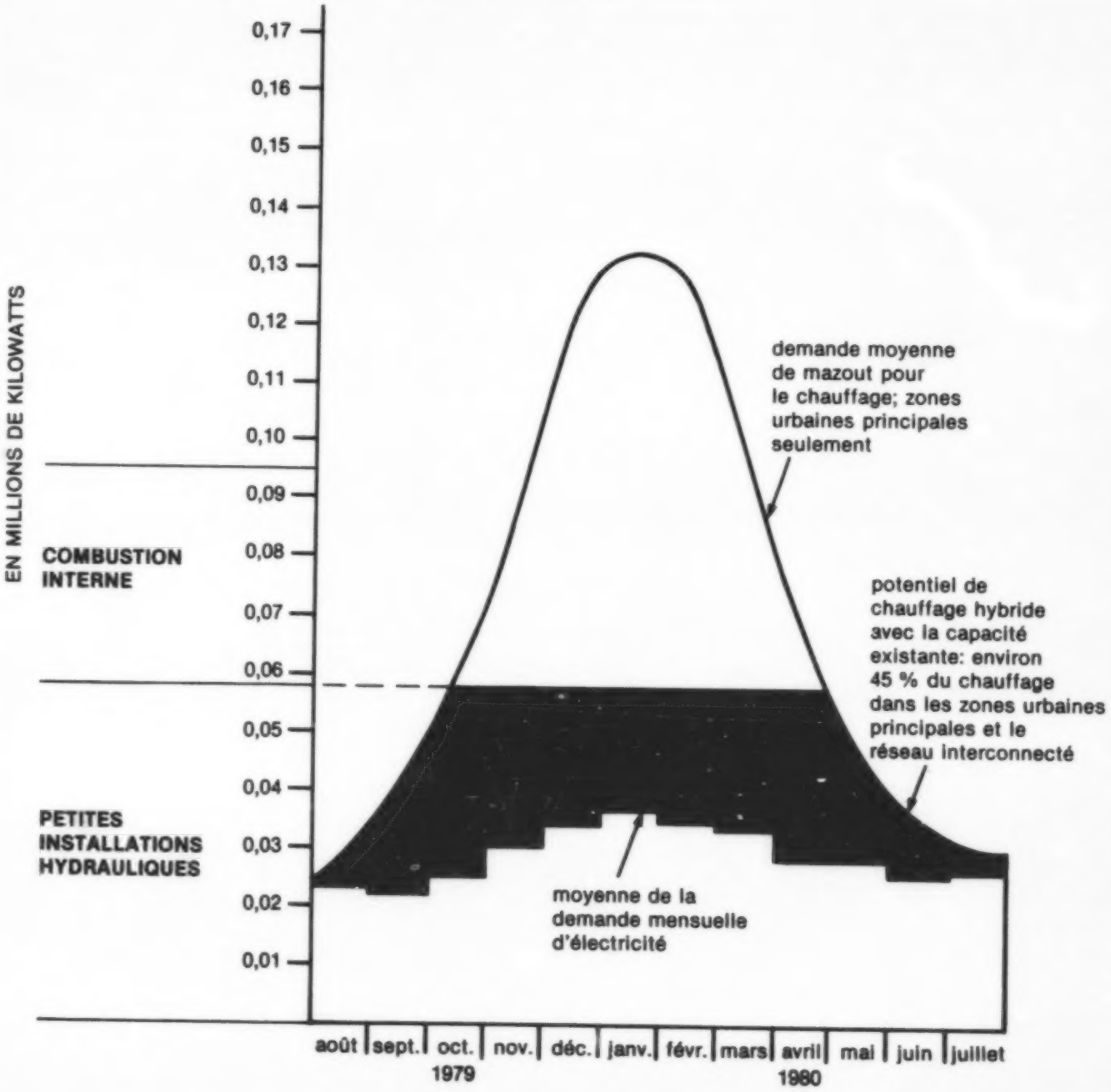
b) Pourcentage du chauffage total du mazout qui pourrait être remplacé par l'électricité dans les systèmes hybrides. Régions servies par le réseau connecté seulement : 1979, 45 p. 100.

c) Restrictions provinciales particulières concernant l'utilisation des systèmes de chauffage hybride :

Seule une partie relativement petite du territoire possède un réseau d'électricité alimenté par une centrale qui n'utilise ni le mazout ni le gaz (hydraulique). L'appoint d'électricité pourrait être augmenté, mais à cause de la faible population, cette augmentation serait très coûteuse.

d) Observations :

Le Yukon dépend beaucoup de l'approvisionnement en mazout. Les systèmes hybrides pourraient être installés dans la région, mais il faudrait agrandir le réseau connecté à un coût considérable.

FIGURE 31

POTENTIEL DU CHAUFFAGE HYBRIDE ÉLECTRICITÉ-MAZOUT AU YUKON: ZONES URBAINES PRINCIPALES SEULEMENT (RÉSEAU INTERCONNECTÉ)